

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Саяно–Шушенский филиал

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанции, электроэнергетических  
систем и электрических сетей

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ А.А. Ачитаев  
подпись

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2021 г.

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

ПРОЕКТИРОВАНИЕ МАНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ МАНА. ОПАСНЫЕ  
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ОБЪЕКТЫ В СОСТАВЕ ОБОРУДОВАНИЯ  
ГЭС

Руководитель	_____	зав. кафедры ГГЭЭС, СШФ СФУ, канд.техн.наук	А.А. Ачитаев
	подпись, дата		
Выпускник	_____		Н.А. Смолина
	подпись, дата		

Саяногорск; Черемушки 2021

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Манской ГЭС на реке Мана. Опасные производственные объекты в составе оборудования ГЭС».

Консультанты по  
разделам:

Водно–энергетические расчёты

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное  
оборудование

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Электрическая часть

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и гидроузла

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Технико–экономическое обоснование

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

## СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ МАНСКОЙ ГЭС.....	7
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС .....	9
1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла .....	9
1.2 Гидрологические данные проектируемого гидроузла .....	9
1.3 Инженерно-геологические условия .....	12
1.4 Сейсмические условия.....	12
1.5 Энергоэкономическая характеристика района .....	13
2 Водно-энергетические расчёты .....	14
2.1 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности .....	14
2.2 Построение суточных и годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы .....	17
2.3 Определение типа регулирования .....	19
2.4 Режим работы ГЭС по бытовому стоку и требованиям водохозяйственной системы.....	19
2.5 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в маловодном году..	22
2.6 Баланс мощности.....	23
2.6.1 Расчет рабочей мощности .....	23
2.6.2 Определение установленной мощности ГЭС. ....	24
3 Основное и вспомогательное оборудование .....	27
3.1 Режимное поле.....	27
3.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам.....	29
3.3 Выбор номинального диаметра рабочего колеса.....	30
3.4 Определение отметки расположения рабочего колеса .....	32
3.6 Выбор типа серийного генератора .....	36
3.7 Расчёт деталей и узлов гидротурбины .....	37
3.7.1 Расчёт вала на прочность .....	37
3.7.2 Расчёт подшипника.....	38
3.7.3 Выбор типа маслонапорной установки .....	39
3.7.4 Выбор электрогидравлического регулятора .....	39
4 Электрическая часть .....	40
4.1 Выбор структурной схемы .....	40
4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС.....	40
4.3 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком..	41
4.4 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком .....	42
4.5 Выбор трансформаторов собственных нужд .....	43
4.6 Выбор количества отходящих ВЛ распределительного устройства высшего напряжения и марки проводов ВЛ .....	44
4.7 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта .....	45

4.8	Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения .....	46
4.9	Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin. ....	47
4.9.1	Расчёт исходных данных.....	47
4.9.2	Внесение исходных данных в программный комплекс. Расчет токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin» .....	48
4.9.3	Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима .....	49
4.9.4	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 13,8 кВ .....	50
4.9.4.1	Выбор анализаторов и синхронизаторов .....	51
4.9.4.2	Выбор трансформаторов тока и напряжения.....	51
4.10	Выбор параметров КРУЭ .....	52
5	Устройства РЗиА .....	54
5.1	Технические данные защищаемого оборудования.....	54
5.2	Перечень защит блока генератор-трансформатор .....	55
5.3	Расчёт номинальных токов .....	56
5.4	Описание защит и расчет их уставок .....	56
5.4.1	Продольная дифференциальная защита генератора $I\Delta G$ .....	56
5.4.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора ( $U_N$ ( $U_0$ )).....	58
5.4.3	Защита от повышения напряжения ( $U_{1>}$ ), ( $U_{2>}$ ) .....	61
5.4.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ ) .....	61
5.4.5	Защита от симметричных перегрузок ( $I_1$ ).....	64
5.4.6	Дистанционная защита генератора $Z_1 <$ , $Z_2 <$ .....	66
5.4.7	Защита от перегрузки обмотки ротора .....	69
5.5	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор.....	70
5.6	Таблица уставок и отключений защит .....	71
6	Компоновка и сооружение гидроузла .....	73
6.2	Выбор класса гидротехнического сооружения .....	73
6.3	Определение отметки гребня плотины .....	73
6.4	Гидравлические расчёты .....	75
6.4.1	Выбор максимальных расчетных расходов для основного и поверочного расчетных случаев.....	75
6.4.2	Расчет пропускной способности гидроузла, включая заглубленные водопропускные отверстия .....	76
6.4.3	Расчет параметров водосливной плотины.....	76
6.4.4	Проверка пропуска расхода для поверочного случая .....	78
6.4.5	Построение оголовка профиля водосливной грани .....	79
6.4.6	Расчет сопряжения потока в НБ при донном режиме.....	79
6.5	Конструирование плотины.....	81
6.5.1	Определение ширины подошвы .....	81

6.5.2	Разрезка бетонных плотин швами.....	82
6.5.3	Быки.....	82
6.5.4	Устои.....	82
6.5.5	Дренаж тела бетонных плотины.....	82
6.5.6	Галереи в теле плотины.....	83
6.5.7	Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины.....	83
6.6	Определение основных нагрузок на плотину.....	84
6.6.1	Вес сооружения и затворов.....	84
6.6.2	Сила гидростатического давления воды.....	85
6.6.3	Равнодействующая взвешивающего давления.....	85
6.6.4	Сила фильтрационного давления.....	86
6.6.5	Давление грунта.....	86
6.6.6	Волновое давление.....	88
6.7	Оценка прочности плотины.....	88
6.7.1	Критерии прочности плотины и её основания.....	90
6.7.2	Обоснование устойчивости плотины.....	91
7	Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Манского ГУ. Охрана труда и противопожарная безопасность.....	93
7.1	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	93
7.2	Мероприятия по подготовке зоны водохранилища.....	93
7.3	Отходы, образующиеся при строительстве.....	93
7.4	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации.....	94
7.5	Пожарная безопасность.....	95
7.6	Охрана труда.....	95
7.7	Безопасность ГТС.....	97
8	Оценка экономических показателей.....	98
8.1	Оценка объёмов реализации энергии и расходов.....	98
8.1.1	Оценка объёмов электроэнергии.....	98
8.1.2	Текущие расходы по гидроузлу.....	98
8.1.3	Налоговые расходы.....	100
8.2	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности.....	101
8.3	Оценка инвестиционного проекта.....	102
8.3.1	Методология, исходные данные.....	102
8.4	Коммерческая эффективность.....	103
8.5	Бюджетная эффективность.....	103
8.6	Анализ чувствительности.....	104
9	Опасные производственные объекты в составе оборудования ГЭС.....	106
9.1	Повышенный шум.....	106
9.2	Электромагнитные поля.....	108
9.3	Вибрации.....	108
9.4	Вредные химические вещества.....	109
9.5	Масло.....	110

9.6 Элегаз.....	111
9.7 Влияние электрического тока .....	111
9.8 Эжекторный насос.....	114
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....</b>	<b>116</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ А</b> Спиральная камера.....	<b>119</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Б</b> Универсальная характеристика турбины .....	<b>120</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ В</b> Расчет сработки и наполнения водохранилища .....	<b>121</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Г</b> Интегральная кривая нагрузки для января.....	<b>122</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Д</b> Сбор нагрузок на водосливную плотину .....	<b>123</b>

## 2 Водно-энергетические расчёты

### 2.1 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности

Расчеты ведутся согласно учебно-методическому пособию [2]. Для выбора расчётных гидрографов целесообразно разделить год на два основных периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). Из двух периодов выбирается лимитирующий, т. е. критический в отношении использования стока для энергетики. Внутри лимитирующего периода необходимо выделить лимитирующий сезон, т. е. зимний. В первом приближении можно считать, что к лимитирующему сезону относятся те месяцы, в которые расходы не превышают его среднего значения за лимитирующий период.

Определив границы сезонов, необходимо для всех лет ряда вычислить средние расходы за год, лимитирующий сезон и период половодья. По полученным результатам строятся эмпирические кривые обеспеченности по формуле:

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

где  $m$  – порядковый номер члена ряда расходов (среднегодовых, среднеполоводных и средних за зимний сезон), ранжированного в убывающем порядке;

$n$  – общее число членов ряда.

Расчётные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года должны быть заданы 90 % и 50 % соответственно.

Определив границы сезонов, для всех лет ряда вычисляем средние расходы за год, лимитирующий сезон и период половодья. Ранжируем каждую последовательность в порядке убывания и по формуле (2.1) вычисляем обеспеченности. Результаты приводятся в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Данные для построения кривых обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов

Порядковый номер члена ряда	$P, \%$	$Q_{\text{ср.год}}, \text{М}^3/\text{с}$	Годы	$Q_{\text{меж}}, \text{М}^3/\text{с}$	Годы	$Q_{\text{пол}}, \text{М}^3/\text{с}$	Годы
1	2	1386	1970	593	1970	2522	1954
2	4	1342	1954	576	1956	2496	1970
3	6	1304	1955	569	1971	2354	1955
4	8	1259	1950	560	1943	2294	1950
5	10	1245	1971	554	1955	2210	1952
6	12	1204	1956	520	1950	2192	1971
7	14	1200	1943	517	1972	2096	1943
8	16	1178	1952	509	1966	2086	1959
9	18	1150	1962	509	1964	2084	1956
10	20	1127	1959	507	1949	2050	1962
11	22	1106	1944	507	1962	1970	1944
12	24	1099	1958	506	1940	1930	1958

Окончание таблицы 2.1

Порядковый номер члена ряда	P, %	Q <sub>ср.год</sub> , М <sup>3</sup> /с	Годы	Q <sub>меж</sub> , М <sup>3</sup> /с	Годы	Q <sub>пол</sub> , М <sup>3</sup> /с	Годы
13	25	1094	1949	505	1958	1916	1949
14	27	1076	1972	499	1954	1894	1960
15	29	1065	1960	496	1941	1860	1972
16	31	1021	1940	493	1944	1824	1939
17	33	999	1937	487	1947	1742	1940
18	35	994	1941	484	1926	1732	1924
19	37	992	1924	481	1937	1728	1969
20	39	990	1939	478	1929	1724	1933
21	41	987	1933	478	1946	1724	1937
22	43	986	1966	472	1960	1712	1925
23	45	985	1969	471	1935	<b>1698</b>	<b>1957</b>
24	47	982	1925	<b>468</b>	<b>1957</b>	<b>1698</b>	<b>1934</b>
25	<b>49</b>	<b>981</b>	<b>1957</b>	466	1942	1654	1966
26	<b>51</b>	938	<b>1934</b>	466	1931	1652	1941
27	53	932	1926	460	1965	1628	1951
28	55	932	1946	458	1923	1566	1946
29	57	919	1951	442	1959	1564	1938
30	59	919	1942	441	1952	1560	1926
31	61	913	1965	433	1924	1552	1942
32	63	905	1947	422	1945	1548	1965
33	65	872	1931	413	1951	1508	1948
34	67	870	1935	413	1933	1500	1953
35	69	860	1948	412	1925	1490	1947
36	71	850	1964	404	1969	1442	1967
37	73	850	1938	396	1948	1440	1931
38	75	841	1953	<b>396</b>	<b>1934</b>	1430	1935
39	76	836	1923	387	1930	1400	1968
40	78	824	1967	382	1967	1368	1930
41	80	796	1930	380	1936	1366	1923
42	82	795	1929	371	1953	1344	1936
43	84	793	1968	362	1939	1328	1964
44	86	782	1936	360	1968	1278	1961
45	88	743	1945	<b>349</b>	<b>1932</b>	1238	1929
46	<b>90</b>	667	<b>1932</b>	340	1938	<b>1192</b>	<b>1932</b>
47	92	665	1961	281	1927	1168	1927
48	94	651	1927	278	1961	1114	1945
49	96	596	1928	270	1963	1068	1928
50	98	589	1963	258	1928	1034	1963

Для заданной расчётной обеспеченности на кривых обеспеченности отсутствует конкретный год. По кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайшие годы справа и слева от расчётной 50-процентной обеспеченности: 1957 и 1934 гг. Интерполируем значение расхода для 50-процентной обеспеченности.

Для данного контрольного примера среднеполоводное значение для 50 процентной обеспеченности – 1653 м<sup>3</sup>/с. Это базовое значение. Маловодное базовое значение для 50-процентной обеспеченности – 466 м<sup>3</sup>/с. Вычисляем коэффициенты приведения для 1957 г.:

$$K_{п} = \frac{Q_{п50\%базовое}}{Q_{п1957}} = \frac{1653}{1698} = 0,97; \quad (2.2)$$

$$K_M = \frac{Q_{M50\%база}}{Q_{M1957}} = \frac{466}{468} = 1 \quad (2.3)$$

Аналогично вычисляем коэффициенты приведения для 1934 г.:

$$K_{II} = \frac{Q_{II50\%базовое}}{Q_{II1934}} = \frac{1653}{1698} = 0,97; \quad (2.4)$$

$$K_M = \frac{Q_{M50\%базовое}}{Q_{M1934}} = \frac{466}{396} = 1,18 \quad (2.5)$$

Коэффициенты приведения равен 1 для 1957 г., поэтому выбираем этот год. Корректировка в данном случае не требуется. Полученные данные сведены в таблицу 2.2.

Таблица 2.2 – Расходы в расчётном средневодном году 1957 (P = 50 %)

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q <sub>ср.год</sub> , м <sup>3</sup> /с
1957	339	278	269	939	3840	1264	1263	1067	1057	721	400	330	981

По значениям среднегодовых расходов 90-процентной обеспеченности соответствует 1932 г. Базовое значение по половодью для 90-процентной обеспеченности равно 1192 м<sup>3</sup>/с. Базовое значение по межени для 90-процентной обеспеченности равно 340 м<sup>3</sup>/с. Вычисляем коэффициенты приведения по половодью для сравниваемых периодов:

$$K_{II} = \frac{Q_{II90\%базовое}}{Q_{II1932}} = \frac{1192}{1192} = 1; \quad (2.6)$$

$$K_M = \frac{Q_{M90\%базовое}}{Q_{M1932}} = \frac{340}{349} = 0,98 \quad (2.7)$$

Корректировка не нужна, т.к. коэффициент приведения равен 1. Полученные данные сведены в таблицу 2.3.

Таблица 2.3 – Расходы в расчётном маловодном году 1964 г. (P = 90 %)

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q <sub>ср.год</sub> , м <sup>3</sup> /с
1957	259	244	242	403	1521	1083	1040	964	961	665	337	290	667

По полученным данным строим гидрограф рисунок 2.1.

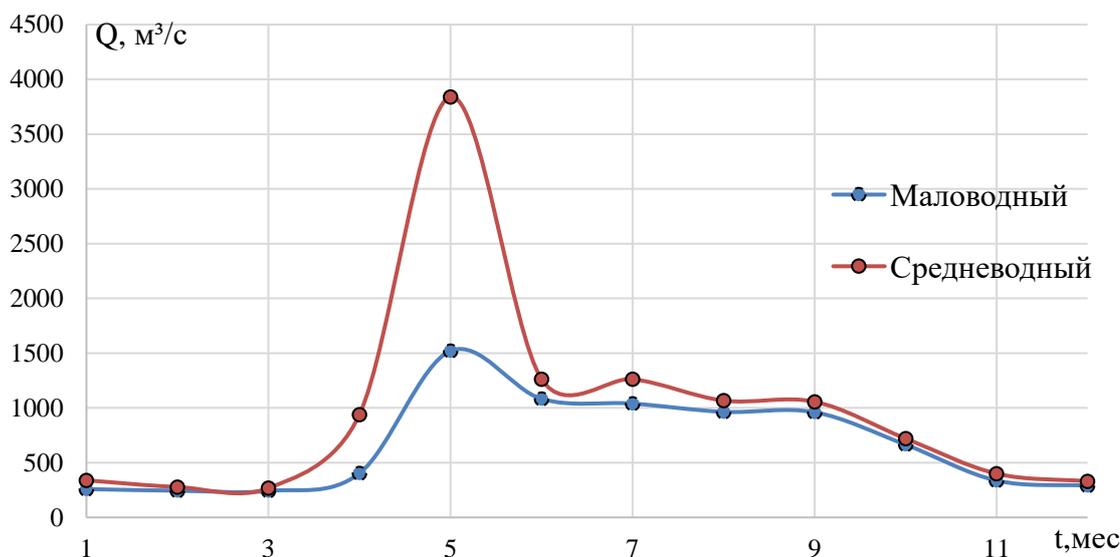


Рисунок 2.1-Гидрографы

## 2.2 Построение суточных и годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Для построения суточных графиков нагрузки воспользуемся методикой института «Энергосетьпроект».

Энергосистема данной проектируемой ГЭС изолированная, поэтому для начала определим координаты места расположения створа:  $54^{\circ}46'34,5''$ , что соответствует району Центр ( $58-51^{\circ}$  северной широты). С учётом района определим коэффициенты нагрузки типовых суточных графиков  $\alpha_t^л, \alpha_t^з, b_t^л, b_t^з$ .

Далее по показателю графиков нагрузки энергосистемы района Центр ( $58-51^{\circ}$  северной широты) определяем коэффициенты плотности суточного летнего  $\beta_{сут.лет}$  и зимнего  $\beta_{сут.зим}$  графиков нагрузки. Посередине монограммы выбираем время 6500 час, и получаем соответственно  $\beta_{сут.лет} = 0,78, \beta_{сут.зим} = 0,745$ .

Теперь необходимо задать максимальную нагрузку для зимы и лета, в моём случае для зимы она равна 1200 МВт, а для лета на 30% меньше, чем зимой, т.е. 360 МВт.

Нагрузки в любой час суток зимы (2.8) и лета (2.9) вычисляются по формулам:

$$P_t^з = P_з^{max} \cdot (\alpha_t^з \cdot \beta_{сут}^з + b_t^з); \quad (2.8)$$

$$P_t^л = P_л^{max} \cdot (\alpha_t^л \cdot \beta_{сут}^л + b_t^л) \quad (2.9)$$

Годовые графики строим по закону косинуса. Для неразвивающийся энергосистемы со статическим максимумом нагрузки формула представлена в виде:

$$P_t^{max} = a + b \cdot \cos \alpha, \quad (2.10)$$

где  $t$  – порядковый номер месяца в году (1 – январь, 2 – февраль и т. д.);

$a, b$  – коэффициенты, для определения которых используются формулы:

$$a = \frac{P_3^{max} + P_{л}^{max}}{2} = \frac{1200 + 360}{2} = 780; \quad (2.11)$$

$$b = \frac{P_3^{max} - P_{л}^{max}}{2} = \frac{1200 - 360}{2} = 420; \quad (2.12)$$

$$\alpha = (30^\circ t - 15^\circ) \cdot \pi / 180^\circ \quad (2.13)$$

Полученные расчеты сведены в таблицу 2.4. По полученным данным построен график рисунок 2.2.

Таблица 2.4 – Расчётные значения максимальных и средних мощностей для построения годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок

$t$	$\alpha$	$\cos \alpha$	$P_t^{max}$ , МВт	$P_t^{cp}$ , МВт
1	0,2617	0,97	1186	877
2	0,7850	0,71	1077	797
3	1,3083	0,26	889	659
4	1,8317	-0,26	672	500
5	2,3550	-0,71	483	361
6	2,8783	-0,97	374	282
7	3,4017	-0,97	374	281
8	3,9250	-0,71	482	361
9	4,4483	-0,26	670	499
10	4,9717	0,26	888	658
11	5,4950	0,71	1076	796
12	6,0183	0,97	1185	876

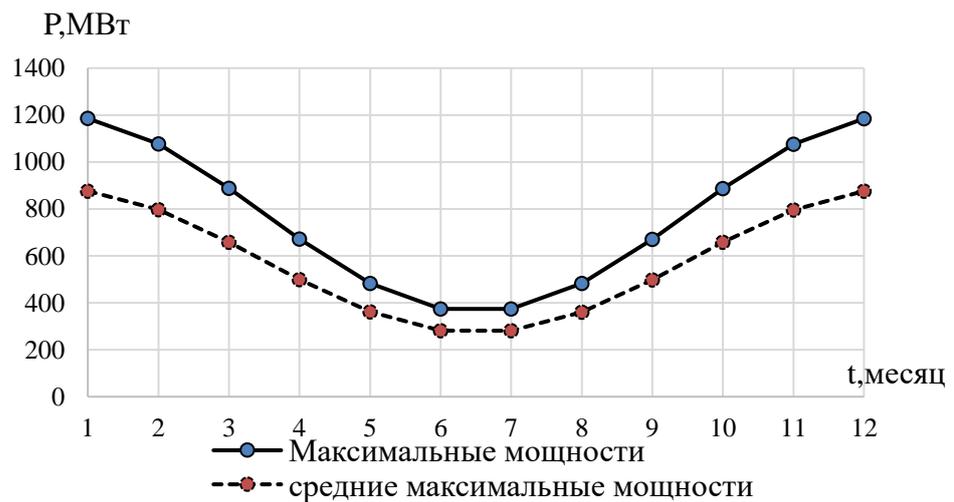


Рисунок 2.2 – Годовые графики максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

### 2.3 Определение типа регулирования

Определим коэффициент зарегулированности стока, который равен отношению полезного объема водохранилища  $V_{\text{полезн}} = 6,2 \text{ км}^3$  к среднему за многолетний период объему годового стока ГЭС:

$$\beta = \frac{V_{\text{пол}}}{\bar{W}}; \quad (2.14)$$

$$W = \frac{\Sigma Q_{\text{год ср}} \cdot t}{10^9} = \frac{960 \cdot 365 \cdot 24 \cdot 3600}{10^9} = 30,27 \text{ км}^3 \quad (2.15)$$

Тогда по формуле (2.14) получим:

$$\beta = \frac{6,2}{30,27} = 0,2$$

Таким образом, получаем годичный тип регулирования, так как коэффициент зарегулированности стока больше 0,01.

### 2.4 Режим работы ГЭС по бытовому стоку и требованиям водохозяйственной системы

Бытовые мощности определяются при постоянном горизонте верхнего бьефа (ВБ), равном отметке НПУ, а напор ГЭС – по формуле:

$$H_{\text{ГЭС}} = Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}} - \Delta h, \quad (2.16)$$

где  $Z_{\text{ВБ}}$  – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке НПУ;

$Z_{\text{НБ}}$  – уровень нижнего бьефа (УНБ), соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды с учётом зимней и летней кривой связи  $Z_{\text{НБ}} = f(Q)$ ;

$\Delta h$  – потери напора в водоподводящих сооружениях.

Рассчитаем напор для января по формуле (2.16):

$$H_{\text{ГЭС}} = 740 - 690 - 0,45 = 49$$

Тогда бытовая мощность будет рассчитываться по формуле:

$$N_{\text{БЫТ}} = k_N \cdot Q_{\text{пол}}^{\text{быт}} \cdot H_{\text{ГЭС}}, \quad (2.17)$$

где  $k_N$  – коэффициент мощности равный 8,8;

$Q_{\text{пол}}^{\text{быт}}$  – полезный бытовой расход в данный месяц;

$H_{\text{ГЭС}}$  – напор ГЭС.

Бытовая мощность января по формуле (2.17):

$$N_{\text{БЫТ}} = 8,8 \cdot 243 \cdot 49 = 104782 \text{ кВт} = 105 \text{ МВт}$$

Все полученные значения сведены в таблицу 2.5.

Таблица 2.5 – Режим работы ГЭС по бытовому стоку при УВБ равном НПУ

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{пол}}^{\text{быт}}, \text{ м}^3/\text{с}$	243	228	231	398	1515	1045	1003	948	945	650	325	278
$Z_{\text{ВБ}}, \text{ м}$	740	740	740	740	740	740	740	740	740	740	740	740
$Z_{\text{НБ}}, \text{ м}$	690	690	690	691	696	694	694	694	694	693	691	691
$H_{\text{ГЭС}}, \text{ м}$	49,33	49,95	49,92	48,95	44,35	45,85	46,00	46,19	46,20	46,69	48,89	49,37
$N_{\text{БЫТ}}, \text{ МВт}$	105	100	101	172	591	422	406	385	384	267	140	121

Отметка верхнего бьефа соответствует отметке НПУ. Мощность ВХК рассчитывается по формуле:

$$N_{\text{ВХК}} = k_N \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв.}}, \quad (2.18)$$

где  $k_N$  – коэффициент мощности;

$Q_{\text{ВХК}}$  – расход воды по требованиям участников водохозяйственного комплекса;

$H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв.}}$  –напор.

Результаты расчётов представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Режим работы ГЭС по требованиям ВХК

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{ВХК}}, \text{ м}^3/\text{с}$	400	400	400	400	400	550	550	400	400	400	400	400
$Z_{\text{ВБ}}, \text{ м}$	740	740	740	740	740	740	740	740	740	740	740	740
$Z_{\text{НБ}}, \text{ м}$	692	692	692	691	691	692	692	691	691	692	692	692
$H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв.}}, \text{ м}$	47,78	47,78	47,78	48,49	48,49	47,48	47,48	48,49	48,49	47,78	47,78	47,78
$N_{\text{ВХК}}, \text{ МВт}$	168	168	168	171	171	230	230	171	171	168	168	168

Далее, для построения баланса энергии, необходимо сравнить режимы работы ГЭС по требованиям ВХК и работы ГЭС по бытовому стоку и определить избыточную мощность. Сравнение этих режимов приведено в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Сравнение режимов работы ГЭС по требованиям ВХК и работы ГЭС по бытовому стоку

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$N_{\text{БЫТ}}, \text{ МВт}$	105	100	101	172	591	422	406	385	384	267	140	121
$N_{\text{ВХК}}, \text{ МВт}$	168	168	168	171	171	230	230	171	171	168	168	168
$N_{\text{БЫТ}} - N_{\text{ВХК}}, \text{ МВт}$	-63	-68	-67	1	421	192	176	215	213	99	-28	-47

Из таблицы 2.7 получим  $N_{\text{изб}} = 1043 \text{ МВт}$ .

Существующей ГЭС является Красноярская ГЭС с установленной мощностью 6000 МВт и годовой выработкой 18350 млн кВт·ч.

Установленная мощность существующих станций  $N_{\text{сущ}} = 300$  МВт, годовая выработка  $\mathcal{E}_{\text{ср.год}} = 2,51$  млн кВт·ч.

Тогда среднесуточная выработка Манской ГЭС для января–декабря равна:

$$\mathcal{E}_{\text{ср.сут}}^{\text{январь}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{год}}}{365} \cdot 1,2 = \frac{917,50}{365} \cdot 1,2 = 3,02 \quad (2.19)$$

Для оставшихся месяцев среднесуточная выработка рассчитывается аналогичным образом.

Для дальнейшего построения баланса энергии необходимо рассчитать среднесуточные мощности для всех месяцев года.

Среднесуточная мощность для января рассчитывается следующим образом: среднесуточную выработку января необходимо поделить на 24 часа:

$$N_{\text{ср.сут}}^{\text{январь}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{ср.сут}}^{\text{январь}}}{24} \cdot 1000 = \frac{3,02}{24} \cdot 1000 = 126 \text{ МВт} \quad (2.20)$$

Для остальных месяцев года среднесуточные мощности рассчитываются аналогично. Все расчеты сведены в таблицу 2.8.

Таблица 2.8 – Среднесуточные выработки и мощности для существующих ГЭС

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$\mathcal{E}_{\text{ср.сут}}$ , млн кВт·ч	3,02	2,77	2,51	2,41	2,26	2,01	2,01	2,26	2,41	2,51	2,77	3,02
$N_{\text{ср.сут}}$ , МВт	126	115	105	101	94	84	84	94	101	105	115	126

Баланс энергии представлен на рисунке 2.3.

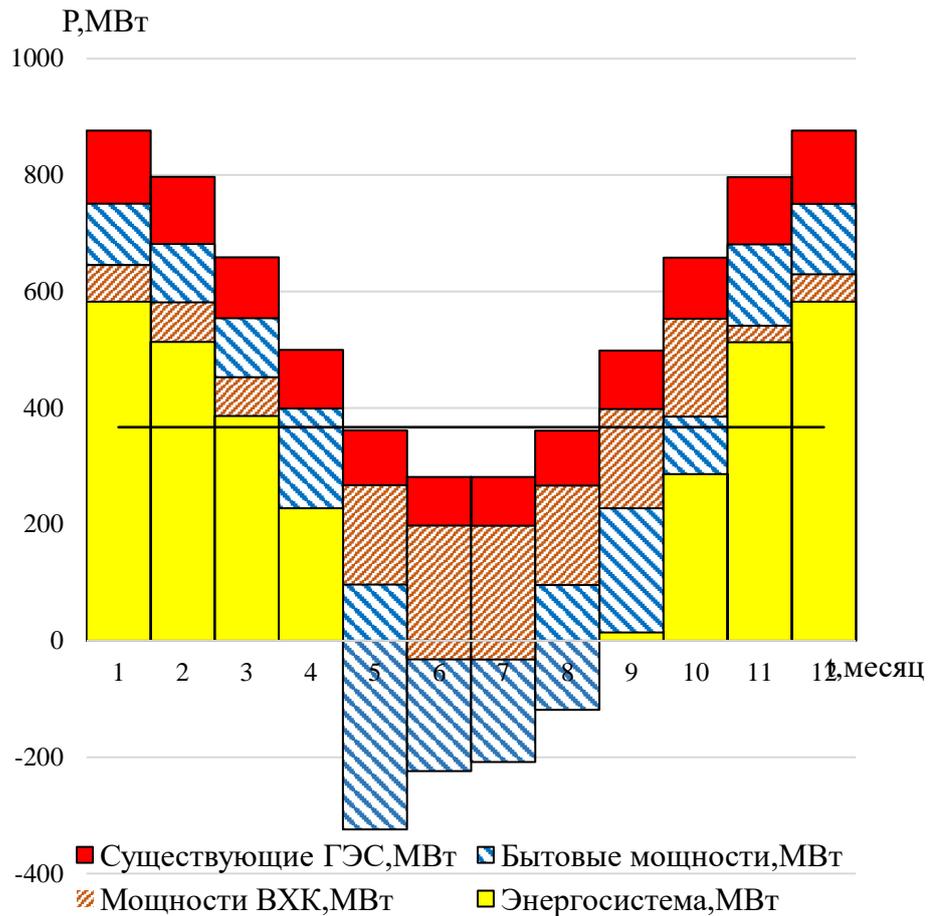


Рисунок 2.3 – Баланс энергии

## 2.5 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в маловодном году

По графику рисунок 2.3 определили месяц начала сработки 11 месяц, так как месяц, в котором бытовая мощность меньше, чем мощность, требуемая по водохозяйственному режиму.

При расчёте в ходе сработки минимальная отметка верхнего бьефа принимается в качестве УМО=726,06 м.

После окончательного выполнения водно-энергетического расчёта режима работы ГЭС в маловодном году определилась гарантированная мощность ГЭС:

$$N_{\text{гар}}^{\text{январь}} = N_{\text{гар}}^{\text{декабрь}} = 384 \text{ МВт};$$

$$N_{\text{гар}}^{\text{февраль}} = N_{\text{гар}}^{\text{ноябрь}} = 315 \text{ МВт}$$

Сработка и наполнение представлены в Приложении В. Желтым выделены условия, при которых выполняется сработка и наполнение водохранилища.

## 2.6 Баланс мощности

### 2.6.1 Расчет рабочей мощности

Рабочая мощность равна:

$$N_{\text{раб.}} = N_{\text{база}} + N_{\text{пик}} \quad (2.21)$$

Расчёт базовой мощности производится по формуле:

$$N_{\text{база}} = k_N \cdot Q_{\text{с.п.}} \cdot H, \quad (2.22)$$

где  $Q_{\text{с.п.}}$  – расход санитарного попуска;

$H$  – напор в данном месяце;

$k_N$  – коэффициент мощности.

Соответствующая базовой мощности, суточная выработка рассчитывается по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{база}} = N_{\text{база}} \cdot 24 \quad (2.23)$$

В целом гарантированная энергоотдача за сутки определяется из гарантированной мощности:

$$\mathcal{E}_{\text{гар}} = N_{\text{гар}} \cdot 24 \quad (2.24)$$

Таким образом, выработка в пиковой зоне графика нагрузки равна:

$$\mathcal{E}_{\text{пик}} = \mathcal{E}_{\text{гар.}} - \mathcal{E}_{\text{база}} \quad (2.25)$$

Гарантированная энергоотдача за сутки января по формуле (2.24) равна:

$$\mathcal{E}_{\text{гар}} = 384 \cdot 24 = 9,22 \text{ млн кВт} \cdot \text{ч}$$

Часть мощности, которой гидроэлектростанция будет покрывать базовую часть графика нагрузки, определяется расходом санитарного попуска по формуле (2.22):

$$N_{\text{база}} = 8,8 \cdot 200 \cdot 36,12 = 64 \text{ МВт}$$

Соответствующая базовой мощности, суточная выработка рассчитывается по формуле (2.23):

$$\mathcal{E}_{\text{база}} = 64 \cdot 24 = 1,53 \text{ млн кВт} \cdot \text{ч}$$

Соответственно выработка в пиковой зоне графика по формуле (2.25):

$$\mathcal{E}_{\text{пик.}} = 9,22 - 1,53 = 7,69 \text{ млн кВт} \cdot \text{ч}$$

Получив горизонтальный катет для построения треугольника вписываем его на ИКН и графически определяем пиковую мощность:

$$N_{\text{пик}} = 400 \text{ МВт}$$

Тогда рабочая мощность проектируемой станции для января по формуле (2.21) равна:

$$N_{\text{раб.}} = 64 + 400 = 464 \text{ МВт}$$

Аналогичным образом рассчитываются рабочие мощности для оставшихся месяцев года. Размещение треугольников на ИКН января показано в Приложении Г. Расчеты мощностей сведены в таблицу 2.9.

Таблица 2.9 – Расчет рабочих мощностей проектируемой станции

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$N_{\text{гар}}$	384	315	187	119	126	176	186	151	160	163	315	384
$\mathcal{E}_{\text{гар.}}$	9,22	7,56	4,49	2,86	3,02	4,22	4,64	3,62	3,84	3,91	7,56	9,22
$N_{\text{база}}$	64	73	47	58	64	91	79	68	81	83	86	86
$\mathcal{E}_{\text{база}}$	1,53	1,75	1,13	1,39	1,54	2,19	1,90	1,62	1,94	1,99	2,06	2,1
$N_{\text{пик}}$	400	312	150	80	70	85	98	88	93	133	295	377
$\mathcal{E}_{\text{пик.}}$	7,69	5,81	3,36	1,47	1,49	2,03	2,57	2,00	1,90	1,92	5,5	7,12
$N_{\text{раб.}}$	464	385	197	138	134	176	177	156	173	216	373	463

### 2.6.2 Определение установленной мощности ГЭС.

Установленную мощность ГЭС по выполняемым в системе функциям можно представить в виде суммы без учета дублирующей мощности, так как она отсутствует:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{выт.раб}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{рез.}}^{\text{ГЭС}} \quad (2.26)$$

При составлении баланса мощностей учитываем следующее: аварийный резерв составляет 10 % от максимальной мощности энергосистемы. Нагрузочный резерв – 3 % от максимальной мощности энергосистемы.

Нагрузочный резерв необходимый энергосистеме в целом для января:

$$P_{\text{нагр.ЭС}} = P_{\text{maxЭС}} \cdot 0,03 = 1186 \cdot 0,03 = 36 \text{ МВт} \quad (2.27)$$

Аварийный резерв для января:

$$P_{ав.ЭС} = P_{max ЭС} \cdot 0,1 = 1186 \cdot 0,1 = 119 \text{ МВт} \quad (2.28)$$

Аварийный резерв размещается на ТЭС, поэтому при расчёте установленной мощности проектируемой ГЭС он считается равным 0. Резервы и ремонты сведены в таблицу 2.10.

Таблица 2.10 – Расчёт и распределение резервов

Месяцы	Энергосистема, МВт			Существующие ГЭС, МВт			Проектируемая ГЭС, МВт			Существующие ТЭС, МВт			
	$P_{max}$	$P_{ав.}$	$P_{нагр.}$	$N_{раб.}$	$N_{нагр}$	$N_{рем}$	$N_{раб}$	$N_{нагр}$	$N_{рем}$	$N_{раб}$	$N_{нагр}$	$N_{ав}$	$N_{рем}$
1	1186	119	36	300	9	0	464	14	0	422	13	42	0
2	1077	108	32	270	8	0	385	12	0	422	13	42	0
3	889	89	27	270	8	0	197	6	0	422	13	42	0
4	672	67	20	200	6	0	138	4	0	334	10	33	0
5	483	48	15	190	6	0	134	4	0	159	5	16	0
6	374	37	11	153	5	0	176	5	0	45	1	5	70
7	374	37	11	165	5	0	177	5	0	32	1	3	70
8	482	48	14	186	6	0	160	5	0	136	4	14	0
9	670	67	20	210	6	35	140	4	23	320	10	32	0
10	888	89	27	300	9	0	166	5	0	422	13	42	0
11	1076	108	32	300	9	0	354	11	0	422	13	42	0
12	1185	119	36	300	9	0	463	14	0	422	13	42	0

После расчёта резервов необходимо определить установленную мощность проектируемой станции по формуле (2.26):

$$N_{уст} = 464 + 14 = 478 \text{ МВт}$$

Баланс мощностей рисунок 2.4 представляет собой распределение мощностей на покрытие максимальной нагрузки между всеми участниками энергосистемы и размещение резервов во времени и по конкретным электростанциям.

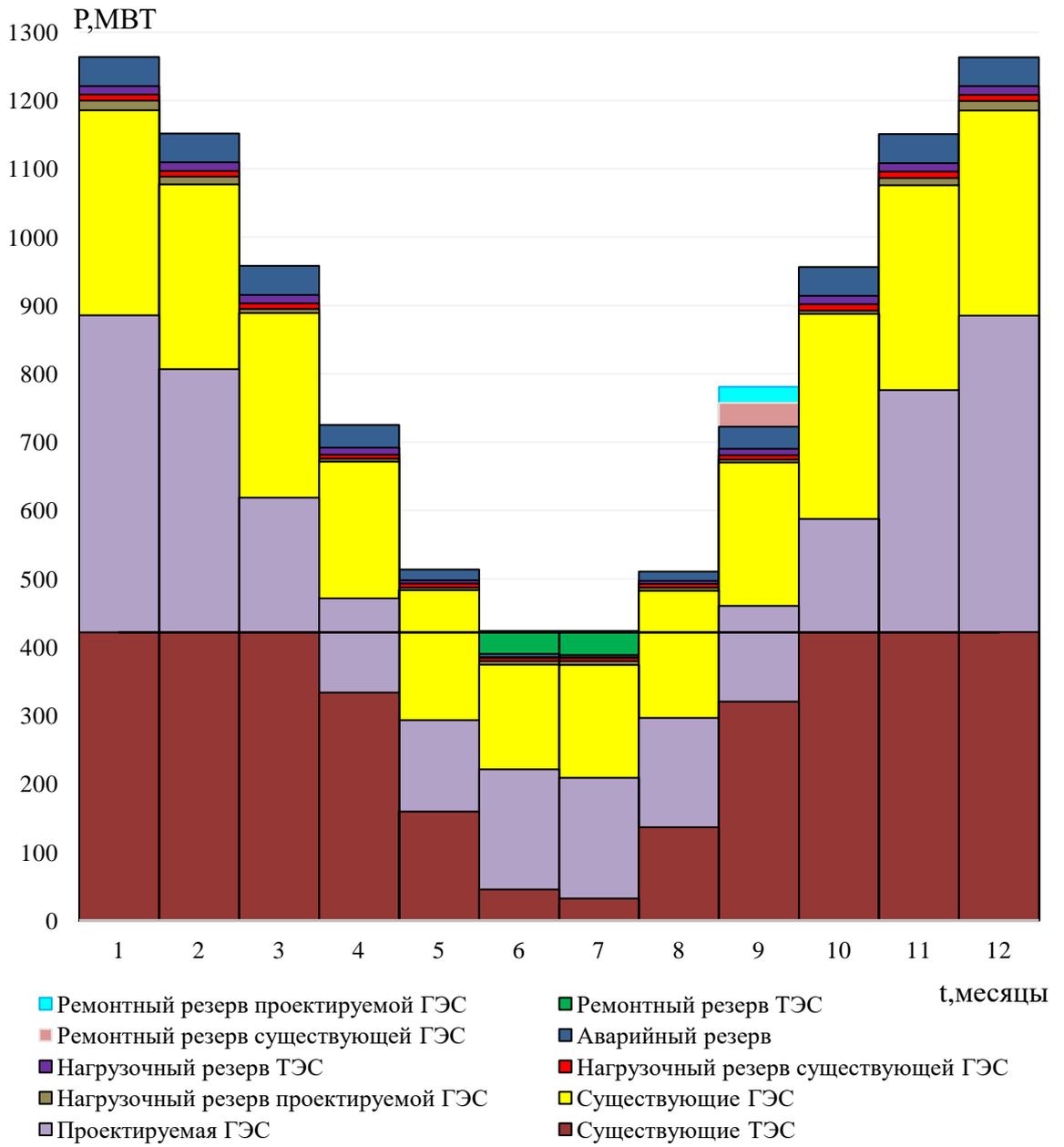


Рисунок 2.4 – Баланс мощностей

### 3 Основное и вспомогательное оборудование

#### 3.1 Режимное поле

Верхней границей режимного поля является напорная характеристика при работе ГЭС с водохранилищем, наполненным до отметки НПУ, нижней границей режимного поля – напорная характеристика при работе ГЭС с водохранилищем, сработанным до отметки УМО. Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению:

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = Z_{ВВ}(V_{сраб.}) - Z_{НБ}(Q_{НБ}) - \Delta h_{в.с.}, \quad (3.1)$$

где  $Z_{ВВ}(V_{сраб.})$  – отметка уровня воды в водохранилище, которая изменяется в зависимости от объёма сработки  $V_{сраб.}$  от НПУ до УМО;

$Z_{НБ}(Q_{НБ})$  – отметка уровня воды в нижнем бьефе в зависимости от расхода  $Q_{НБ}$ ;

$\Delta h_{в.с.}$  – потери напора в водопроводящих сооружениях от параметров основного оборудования ГЭС.

Уравнение линии ограничения по расчётной установленной мощности имеет следующий вид:

$$N_{уст.} = k_N \cdot H_{расч.} \cdot Q_{max}, \quad (3.2)$$

где  $k_N$  – коэффициент мощности.

Ограничение по пропускной способности турбины. При дальнейшем понижении напора (ниже расчётного напора) уже не получится выдать установленную мощность. Ниже точки расчётного напора режимное поле ограничено линией пропускной способности ГЭС, которую строим по данной зависимости:

$$Q_{ГЭС} = Q_{max} \cdot \sqrt{\frac{H_{ГЭС}}{H_{расч.}}}, \quad (3.3)$$

где  $Q_{max}$  – максимальная пропускная способность ГЭС, соответствующая работе гидроэлектростанции при расчётном по мощности напоре  $H_{расч.}$ .

Слева наносится ограничение по минимальному расходу  $Q_{min}$  – санитарный попуск.

Результаты внесены в таблицу 3.1. По полученным значениям построено режимное поле рисунок 3.1 с учётом заданных ограничений по расходу, мощности и пропускной способности, из которого определяется диапазон изменения напоров и расхода:  $H_{max} = 50,4$  м,  $H_p = 36,2$  м,  $H_{min} = 30,1$  м,  $Q_{min} = 200$  м<sup>3</sup>/с и  $Q_{max} = 1600$  м<sup>3</sup>/с.

Таблица 3.1 – Результаты расчёта режимного поля проектируемой ГЭС

Кривые связи нижнего бьефа для летних и зимних условий			Напорные характеристики			Линия ограничения по расчётной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Q_{НБ}$ , м <sup>3</sup> /с	$Z_{НБ}^{лето}$ , м	$Z_{НБ}^{зима}$ , м	$H_{НПУ}$ , м	$H_{УМО}$ , м	$H_{расч.}$ , м	Н, м	$Q$ , м <sup>3</sup> /с	Н, м	$Q$ , м <sup>3</sup> /с
0	686,00	686,00	53,55	39,61	45,98	47	1226	38	1639
150	688,46	688,95	51,09	37,15	43,52	46,3	1244	37,5	1628
250	689,68	690,31	49,87	35,93	42,30	45,6	1263	37	1618
350	690,65	691,34	48,90	34,96	41,33	44,9	1283	36,5	1607
450	691,43	692,14	48,12	34,18	40,55	44,2	1303	36	1596
550	692,07	692,78	47,48	33,54	39,91	43,5	1324	35,5	1584
650	692,60	693,31	46,95	33,01	39,38	42,8	1346	35	1573
750	693,05	693,78	46,50	32,56	38,93	42,1	1368	34,5	1562
850	693,45	694,21	46,10	32,16	38,53	41,4	1392	34	1551
950	693,82	694,62	45,73	31,79	38,16	40,7	1416	33,5	1539
1000	693,99	694,82	45,56	31,62	37,99	40	1440	33	1528
1050	694,16	695,02	45,39	31,45	37,82	39,3	1466	32,5	1516
1150	694,49	695,41	45,06	31,12	37,49	38,6	1493	32	1504
1250	694,82	695,80	44,73	30,79	37,16	37,9	1520	31,5	1493
1350	695,14	696,18	44,41	30,47	36,84	37,2	1549	31	1481
1450	695,45	696,54	44,10	30,16	36,53	36,5	1578	30,5	1469
1550	695,76	696,89	43,79	29,85	36,22	35,8	1609	30	1457
1650	696,06	697,22	43,49	29,55	35,92	35,1	1641	29,5	1444
1750	696,36	697,54	43,19	29,25	35,62	34,4	1675	29	1432
1850	696,65	697,84	42,90	28,96	35,33	33,7	1710	28,5	1420
1950	696,92	698,13	42,63	28,69	35,06	33	1746	28	1407

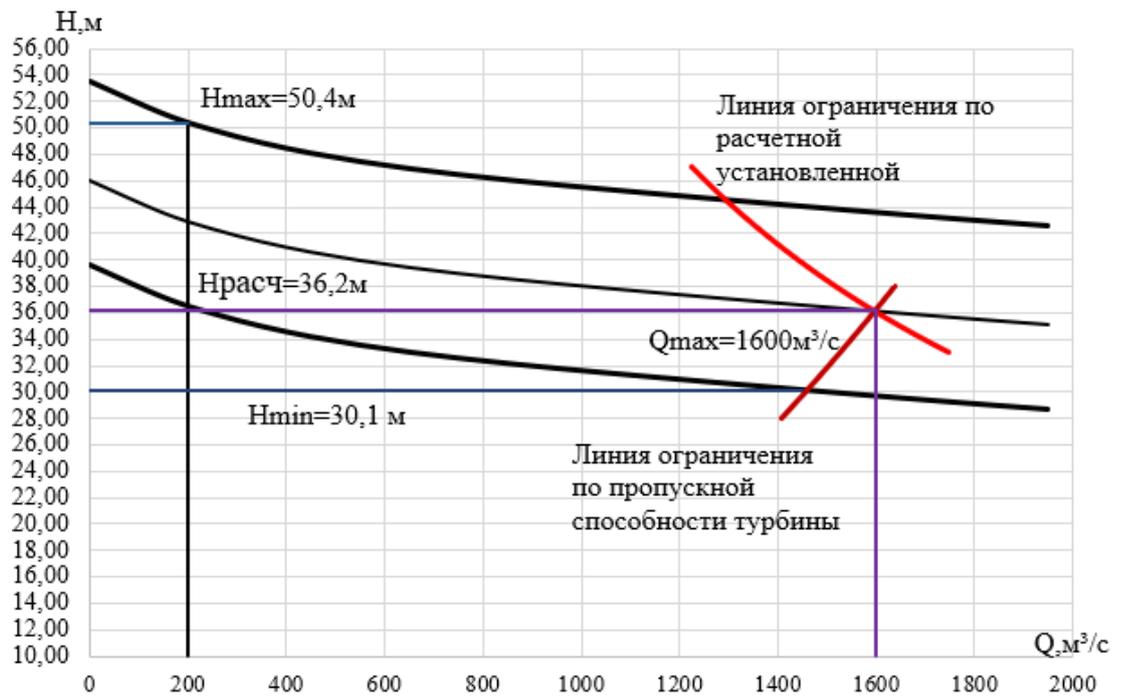


Рисунок 3.1 – Режимное поле с учетом заданных ограничений по расходу, мощности и пропускной способности

### 3.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

Для известного диапазона изменения напора подбираем все возможные типы гидротурбин, для которых значение предельного напора (по справочным данным) было бы не меньше полученного максимального напора и соотношение  $H_{min}/H_{max}$  (по справочным данным) не превышало бы аналогичного фактического отношения:

$$\frac{H_{min}}{H_{max}} = \frac{30,1}{60} = 0,50 \quad (3.4)$$

При данной области допустимых режимов работы проектируемой ГЭС выбираю турбину ПЛ60-В и ПЛД60-В, характеристики которых приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Характеристики модельных гидротурбин

Параметры	ПЛ60-В	ПЛД60-В
$H_{пред}, м$	60	60
$H_{min}/H_{max}$	0,50	0,50
$n'_{I, опт}, об/м$	116	111
$Q'_{I, опт}, л/с$	1080	1130
$\eta_{м, опт}$	0,913	0,906
$Q'_{I, max}, л/с$	1560	1570
$\sigma(Q'_{I, max})$	0,6	0,65
$D_{I, м}, м$	0,460	0,460
$H_{мод}, м$	10	12
$t_{мод}, ^\circ C$	20	20

### 3.3 Выбор номинального диаметра рабочего колеса

Задаваясь рядом стандартных значений диаметров  $D_1$  произвели расчёты некоторых параметров. В качестве примера ПЛ60-В с диаметром 5,6м.

- КПД натурной турбины:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \left( (1 - \varepsilon) + \varepsilon \sqrt[5]{\frac{D_{1\text{мод}}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_{\text{мод}}}{H_p}} \cdot \sqrt[5]{\frac{v_H}{v_{\text{мод}}}} \right) = 1 - (1 - 0,884) \left( (1 - 0,75) + 0,75 \sqrt[5]{\frac{0,46}{5,6}} \cdot \sqrt[10]{\frac{10}{36,2}} \cdot \sqrt[5]{\frac{1,11 \cdot 10^5}{1,01 \cdot 10^5}} \right) = 0,924, \quad (3.5)$$

где  $\eta_M$  – КПД модельной турбины;

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

$D_{1\text{мод}}$  – диаметр модельной турбины;

$H_{\text{мод}}$  – напор модельной турбины;

$D_1$  – диаметр натурной турбины;

$H_p$  – расчётный напор натурной турбины;

$v_H$  – коэффициент кинематической вязкости воды натурной турбины;

$v_{\text{мод}}$  – коэффициент кинематической вязкости воды модельной турбины.

- Мощность агрегата в расчётной точке:

$$N_{\text{агр}} = 9,81 \cdot Q'_{\text{Ip}} \cdot D_1^2 \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_T \cdot \eta_G = 9,81 \cdot 1,56 \cdot 5,6^2 \cdot 36,2 \cdot \sqrt{36,2} \cdot 0,924 \cdot 0,97 = 93657 \text{ кВт}, \quad (3.6)$$

где  $Q'_{\text{Ip}}$  – приведенный расход в расчётной точке;

$\eta_T$  – КПД натурной турбины;

$\eta_G$  – КПД генератора.

- Количество агрегатов:

$$Z_{\text{агр}} = \frac{N_{\text{уст}}}{N_{\text{агр}}} = \frac{478000}{93657} = 5,1 \text{ шт} \Rightarrow Z'_{\text{агр}} = 6 \text{ шт}, \quad (3.7)$$

где  $N_{\text{уст}}$  – установленная мощность гидроузла, кВт;

$N_{\text{агр}}$  – мощность гидроагрегата в расчётной точке.

Уточнение мощности гидроагрегата в расчётной точке по формуле (3.8):

$$N'_{\text{агр}} = \frac{N_{\text{уст}}}{Z'_{\text{агр}}} = \frac{478000}{6} = 79667 \text{ кВт} \quad (3.8)$$

- Поправка КПД:

$$\Delta = \frac{\eta_T}{\eta_M} = \frac{0,924}{0,884} = 1,045, \quad (3.9)$$

где  $\eta_T$  – КПД натурной турбины;

$\eta_M$  – КПД модельной турбины;

- Частота вращения турбины:

$$n' = \frac{n'_{1p} \sqrt{\Delta \cdot H_p}}{D_1} = \frac{116 \cdot \sqrt{1,045 \cdot 36,2}}{5,6} = 127,4 \Rightarrow n'_{\text{синх}} = 125 \frac{\text{об}}{\text{мин}}, \quad (3.10)$$

где  $n'_{1p}$  – приведенная частота вращения модельной гидротурбины в расчётной точке;

$\Delta$  – поправка на КПД;

$H_p$  – расчётный напор натурной турбины;

$D_1$  – диаметр натурной турбины;

- Приведенные частоты вращения:

$$n'_{1\text{max}} = \frac{n'_{\text{синх}} D_1}{\sqrt{\Delta \cdot H_{\text{min}}}} = \frac{125 \cdot 5,6}{\sqrt{1,045 \cdot 30,1}} = 96,5 \frac{\text{об}}{\text{мин}}; \quad (3.11)$$

$$n'_{1\text{расч}} = \frac{n'_{\text{синх}} D_1}{\sqrt{\Delta \cdot H_{\text{расч}}}} = \frac{125 \cdot 5,6}{\sqrt{1,045 \cdot 36,2}} = 113,8 \frac{\text{об}}{\text{мин}}; \quad (3.12)$$

$$n'_{1\text{mix}} = \frac{n'_{\text{синх}} D_1}{\sqrt{\Delta \cdot H_{\text{max}}}} = \frac{125 \cdot 5,6}{\sqrt{1,045 \cdot 50,4}} = 124,8 \frac{\text{об}}{\text{мин}} \quad (3.13)$$

- Произведения приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_p \cdot \eta_T = \frac{N'_{\text{агр}}}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_G} = \frac{79667}{9,81 \cdot 5,6^2 \cdot 36,2^{1,5} \cdot 0,97} = 1,23, \quad (3.14)$$

где  $N'_{\text{агр}}$  – уточненная мощность гидроагрегата;

$D_1$  – диаметр натурной турбины;

$H_p$  – расчётный напор натурной турбины;

$\eta_G$  – КПД генератора;

- Произведение для ограничения по генератору:

$$Q'_{\text{max}} \cdot \eta_T = \frac{N'_{\text{агр}}}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{\text{max}}^{1,5} \cdot \eta_G} = \frac{41000}{9,81 \cdot 5,6^2 \cdot 28^{1,5} \cdot 0,96} = 0,75, \quad (3.15)$$

где  $N'_{\text{агр}}$  – уточненная мощность гидроагрегата;

$D_1$  – диаметр натурной турбины;

$H_{\text{max}}$  – максимальный напор натурной турбины;

$\eta_G$  – КПД генератора.

Левая часть уравнений 3.14 и 3.15, определена подбором такого положения точек на линиях  $n'_{расч}$  и  $n'_{max}$  соответственно. Положение точек подобрано таким образом, чтобы произведение  $Q'_p \cdot \eta_T$  обеспечивало выполнение указанного равенства.

Ниже представлена таблица 3.3 рассчитанных вариантов, принятых к дальнейшему рассмотрению.

Таблица 3.3 – Сводная таблица рассчитанных параметров гидротурбин

Параметры	ПЛ60-В					ПЛД60-В				
	3,55	5,6	6	7,1	7,5	3,5	5	5,5	6	7
КПД турб	0,919	0,924	0,924	0,926	0,926	0,924	0,927	0,928	0,929	0,930
N'агр, кВт	37454	93657	107590	150907	168479	38966	75420	91343	108797	148299
z'a, шт	12,8	5,10	4,4	3,2	2,8	12,3	6,3	5,2	4,4	3,2
z a, шт	14	6	6	4	3	14	8	6	6	4
Naгр, кВт	34143	79667	79667	119500	159333	34143	59750	79667	79667	119500
Δ	1,040	1,045	1,046	1,047	1,048	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
nс'	200,5	127,4	118,9	100,6	95,3	188,81	136,17	123,85	113,58	97,42
nсинхр	214,3	125,0	125,0	100,0	100,0	187,5	136,4	125,0	115,4	100,0
n расч	136,0	124,8	133,7	126,4	133,5	120,0	121,9	122,9	123,7	125
n max	124,0	113,8	121,9	115,3	121,8	110,2	111,2	112,0	112,8	113,9
n min	105,1	96,5	103,3	97,7	103,2	93,4	94,2	94,9	95,6	96,6
Q·КПД p	1,31	1,23	1,07	1,14	1,37	1,27	1,15	1,27	1,07	1,18
Q·КПД m	0,80	0,75	0,65	0,70	0,83	0,77	0,70	0,77	0,65	0,72
Q <sub>max</sub> '	0,88	0,84	0,73	0,78	0,91	0,87	0,79	0,86	0,73	0,81
η <sub>max</sub>	0,905	0,898	0,895	0,895	0,908	0,888	0,889	0,9	0,889	0,895
σ <sub>max</sub>	0,8	0,19	0,14	0,15	0,21	0,15	0,11	0,18	0,13	0,16
Q <sub>расч</sub> '	1,47	1,36	1,17	1,25	1,55	1,41	1,28	1,41	1,18	1,31
η <sub>расч</sub>	0,891	0,901	0,911	0,908	0,885	0,9	0,902	0,9	0,905	0,902
σ <sub>расч</sub>	0,57	0,48	0,37	0,41	0,6	0,51	0,35	0,5	0,35	0,45
Q <sub>min</sub> '	1,36	1,26	1,1	1,16	1,46	1,26	1,08	1,31	1,09	1,22
η <sub>min</sub>	0,895	0,905	0,902	0,908	0,889	0,896	0,899	0,9	0,899	0,899
σ <sub>min</sub>	0,49	0,43	0,33	0,36	0,56	0,35	0,27	0,41	0,27	0,34

### 3.4 Определение отметки расположения рабочего колеса

Отметка расположения рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её бескавитационной работы:

$$\nabla Z_{p.k.} = Z_{нб}(Q_{нб}) + H_S, \quad (3.16)$$

где  $Z_{нб}(Q_{нб})$  – отметка уровня воды в НБ при расходе, соответствующем расчетному значению высоты отсасывания.

Наиболее опасными с точки зрения кавитации, т.е. требующими наибольшего заглубления являются, как правило, три режима:

- для максимального напора  $H_{max}$  и номинальной мощности;

- для расчетного напора  $H_{расч}$  и номинальной мощности;
- для минимального напора  $H_{min}$  и соответствующей ему мощности ограничения.

Высота отсасывания:

$$H_s = 10,33 - \frac{Z_{нб}(Q_{нб})}{900} - \sigma H - \Delta H_s + \Delta Z_{х.пл} - 1,5, \quad (3.17)$$

где  $\Delta H_s$  – дополнительное заглубление рабочего колеса, учитывающее неточности определения  $\sigma$  при модельных испытаниях, масштабный эффект и антикавитационный запас (1,5 м);

$\sigma$  – коэффициент кавитации, определяемый по главной универсальной характеристике для расчётных точек;

$H$  – напор турбины, определяемый уровнем верхнего бьефа и  $Z_{нб}(Q_{нб})$ ;

$\Delta Z_{х.пл}$  – разность высот отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин. Для ПЛ турбин  $\Delta Z_{х.пл} = 0$ , для ПЛД турбин  $\Delta Z_{х.пл} = B_0/2$ . Здесь  $B_0$  – высота направляющего аппарата натурной турбины, которая пересчитана с модели по формуле:

$$B_0 = B_{0мод} \cdot \frac{D_1}{D_{1мод}} \quad (3.18)$$

Все рассчитанные параметры для выбранных турбин приведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Рассчитанные параметры выбранных турбин

D1, м	ПЛД 60-В					ПЛ 60-В				
	3,55	5,0	5,5	6,0	7	3,6	5,6	6	7,1	7,5
Qmin	1124,0	1143,6	1130,3	1142,3	1150,9	1140,6	1147,0	1144,7	1142,7	1116,0
Qmax	1342,4	1208,2	1330,5	1318,1	1339,6	1276,6	1329,6	1333,0	1313,3	1383,7
Qрасч.	1591,2	1570,3	1570,5	1564,8	1577,5	1566,6	1573,8	1554,8	1552,0	1611,0
Zнб(Qнб)расч.	695,89	695,82	695,82	695,80	695,84	695,81	695,83	695,77	695,77	695,95
Zнб(Qнб) max	695,11	694,68	695,07	695,03	695,10	694,90	695,07	695,08	695,02	695,24
Zнб(Qнб) min	694,41	694,68	695,07	695,03	695,10	694,90	694,49	694,48	694,47	694,38
Hs при Hрасч.	-12,91	-3,69	-9,12	-3,69	-7,31	-9,85	-9,65	-5,67	-7,12	-13,99
Hs при Hmax	-2,35	3,43	-0,09	2,43	0,91	1,42	-1,85	-10,92	0,17	-2,86
Hs при Hmin	-5,21	0,85	-3,06	0,85	-0,96	0,85	-5,21	-3,41	-3,11	-9,13
$\Delta Z_{р.к.}$ расч.	682,98	690,99	685,95	691,34	687,79	685,06	686,18	690,11	688,65	681,95
$\Delta Z_{р.к.}$ max	692,76	698,12	694,98	697,46	696,02	696,32	693,22	684,16	695,19	692,39
$\Delta Z_{р.к.}$ min	689,20	695,53	692,01	695,89	694,15	695,75	689,27	691,07	691,36	685,26

Гидротурбина ПЛД60-В является наиболее целесообразной для эксплуатации, так как высота отсасывания соответствует меньшему заглублению, что скажется на исключении развитой кавитации. А также исходя из минимального числа агрегатов, наибольшего КПД, принимаем к установке турбину ПЛД60-В с  $D_1 = 7$  м. Режимное поле представлено в Приложение Б.

### 3.5 Гидромеханический расчет спиральной камеры

Угол охвата с ГУХ:

$$\varphi_{\text{сп}} = 225^\circ$$

Наружный радиус входного сечения находим из ГУХ:

$$r_{\text{вх}} = 2,917 * D_1 - 1,183 * D_1 = 2,917 * 7 - 1,183 * 7 = 12,14 \text{ м} \quad (3.19)$$

Диаметр расположения входных кромок статора:

$$D_{\text{нар}} = 10,55 \text{ м}$$

Диаметр расположения выходных кромок статора:

$$D_{\text{вн}} = 9,2 \text{ м}$$

Высота направляющего аппарат, взята с ГУХ:

$$b_0 = 0,353 * D_1 = 0,353 * 7 = 2,47 \text{ м} \quad (3.20)$$

Высота статора:

$$B_{\text{ст}} = b_0 + 0,0033 * D_1 = 2,47 + 0,0033 * 7 = 2,49 \text{ м} \quad (3.21)$$

Скорость во входном сечении спиральной камеры принимается  $v_{\text{вх}} = 5,2$  м/с.

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

$$Q_0 = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{\text{опт}}} = \frac{119500}{9,81 \cdot 36,2 \cdot 0,905} = 371,83 \text{ м}^3/\text{с} \quad (3.22)$$

Расход через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_i = \frac{Q_0 \cdot \varphi}{360} = \frac{371,83 \cdot 225}{360} = 232,39 \text{ м}^3/\text{с} \quad (3.23)$$

Площадь входного поперечного сечения:

$$F_{\text{вх}} = \frac{Q_i}{v_{\text{вх}}} = \frac{232,39}{5,2} = 44,69 \text{ м}^2 \quad (3.24)$$

Ширина входного сечения:

$$a_{\text{вх}} = r_{\text{вх}} - r_a = 12,14 - 5,28 = 6,86 \text{ м} \quad (3.25)$$

Высота входного сечения определяется из квадратного уравнения:

$$F_{\text{вх}} = b_0(r_a - r_b) + (r_{\text{вх}} - r_a)b_{\text{вх}} - \frac{(b_{\text{вх}} - b_0)^2}{2} \cdot \tan 15^\circ \quad (3.26)$$

Отбрасывая один из корней получим  $b_{\text{вх}1} = 5,64$ .

Дальнейший расчет спиральной камеры выполнен аналитическим методом.

Результаты расчета сводим в таблицу 3.5.

Таблица 3.5-Расчёт бетонной спиральной камеры

Величина	Сечение											
	вх	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	вых
ri	12,14	11,45	10,77	10,08	9,40	8,71	8,03	7,34	6,66	5,97	5,29	4,60
b	5,60	5,28	4,97	4,66	4,35	4,04	3,72	3,41	3,10	2,79	2,48	2,16
rk	6,11	6,03	5,95	5,86	5,78	5,69	5,61	5,53	5,44	5,36	5,28	5,19
rk/ra	1,16	1,14	1,13	1,11	1,10	1,08	1,06	1,05	1,03	1,02	1,00	0,98
ln rk/ra	0,15	0,13	0,12	0,11	0,09	0,08	0,06	0,05	0,03	0,02	0,00	-0,02
ri/ra	2,30	2,17	2,04	1,91	1,78	1,65	1,52	1,39	1,26	1,13	1,00	0,87
ln ri/ra	0,83	0,78	0,71	0,65	0,58	0,50	0,42	0,33	0,23	0,12	0,00	-0,14
b lnri/ra	4,66	4,10	3,55	3,02	2,51	2,03	1,56	1,13	0,72	0,35	0,01	-0,30
rk ctg γ	22,81	22,50	22,19	21,88	21,56	21,25	20,94	20,63	20,32	20,00	19,69	19,38
rk ctg γ · lnrk/ra	3,36	3,01	2,65	2,31	1,96	1,63	1,29	0,96	0,64	0,32	0,01	-0,30
ji	4,79	4,24	3,73	3,24	2,76	2,30	1,86	1,45	1,05	0,68	0,34	0,04
φi	225,00	199,50	175,50	152,30	129,90	108,30	87,60	67,90	49,30	32,00	16,10	1,92
ai	6,86	6,18	5,49	4,81	4,12	3,44	2,75	2,07	1,38	0,70	0,01	-0,67
mi	3,13	2,81	2,50	2,19	1,88	1,57	1,25	0,94	0,63	0,32	0,01	-0,31

Значения для таблицы 3.6 получены путем разбиения угла охвата спиральной части камеры на интервалы с  $\Delta\varphi_{\text{сп}} = 15^\circ$ .

Таблица 3.6 – Разбиение угла охвата спиральной камеры

$\varphi_{\text{сп}}$	0	15	30	45	60	75	90	105	120	135	150	165	180	195	210	225
r	4,6	5,2	5,8	6,4	7	7,56	8,1	8,6	9,12	9,6	10,1	10,5	10,9	11,3	11,7	12,1

График зависимости  $\varphi_{\text{сп}} = f(r_i)$  представлен на рисунке 3.2.

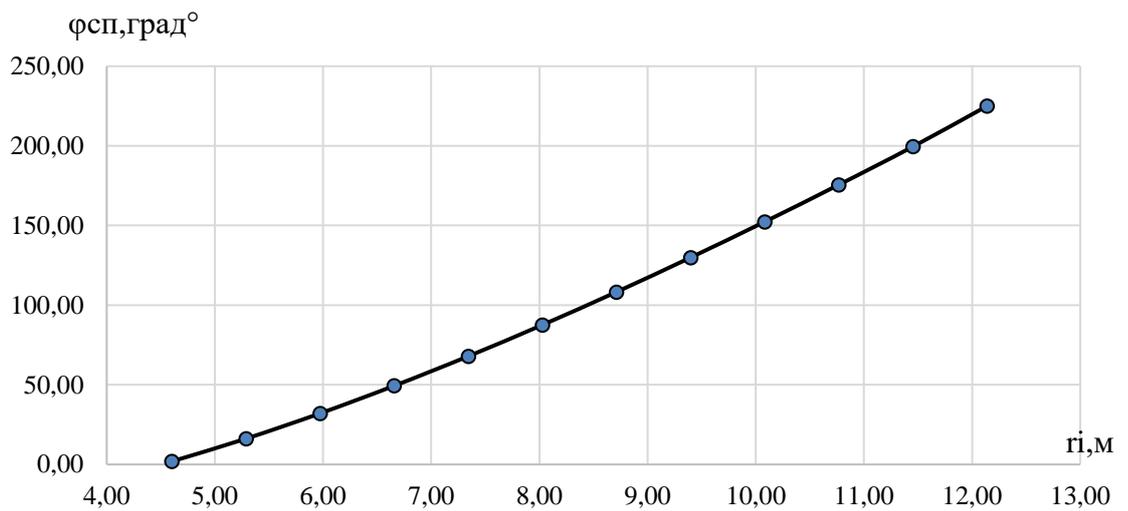


Рисунок 3.2 – График зависимости  $\varphi_{сп} = f(r_i)$

Ширина подвода:

$$B' = 2,917 \cdot D_1 = 2,917 \cdot 7 = 20,4 \text{ м} \quad (3.27)$$

Так как ширина подвода  $B' > 7$  м, установили промежуточный бычок, толщину которого приближённо назначили из выражения:

$$b = 1 + \frac{Q_{max}}{400} = 1 + \frac{380,23}{400} = 1,95 \text{ м}, \quad (3.28)$$

где  $Q_{max}$  высчитывается по формуле (3.29):

$$Q_{max} = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{max}} = \frac{119500}{9,81 \cdot 36,2 \cdot 0,885} = 380,23 \text{ м}^3/\text{с} \quad (3.29)$$

Определим ширину подвода с учётом ширины бычка по формуле:

$$B = B' + b = 20,4 + 1,95 = 22,4 \text{ м} \quad (3.30)$$

По полученным данным построили бетонную спиральную камеру (Приложение А).

### 3.6 Выбор типа серийного генератора

Подбор генератора осуществляется с помощью справочных данных сайта онлайн электрик, серийных типов по значению его номинальной мощности и синхронной частоты вращения.

Требуемая номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{тр. ном} = \frac{N'_{арг}}{\cos \varphi} = \frac{119,5}{0,85} = 132,8 \text{ МВА}, \quad (3.31)$$

где  $N'_{\text{агр}}$  – уточненная мощность гидроагрегата;

$\cos \varphi = 0,8 \div 0,9$  в нашем случае назначаем  $\cos \varphi = 0,85$ .

Число полюсов генератора:

$$p = \frac{2 \cdot f \cdot 60}{n_c} = \frac{2 \cdot 50 \cdot 60}{100} = 60 \quad (3.32)$$

Опираясь на справочные данные, был выбран гидрогенератор СВ 1160/135-60 с характеристиками представленными в таблице 3.7. Далее за установленную мощность принимаем 412 МВт.

Таблица 3.7 – Данные гидрогенератора СВ 1160/135-60

Тип	СВ-1160/135-60
$S_{\text{НОМ}}$ , МВА	128,7
$P_{\text{НОМ}}$ , МВт	103
$\cos \varphi$	0,85
$U_{\text{НОМ}}$ , кВ	13,8
$n_{\text{НОМ}}$ , об/мин	100
$n_{\text{уг}}/n_{\text{нок}}$	1,9
ОКЗ	1,05
$x_d''$	0,22
$x_d'$	0,32
$x_d$	1,05
КПД, %	97,7
$J, \text{т} \cdot \text{м}^2 \cdot 0,25$	32000
Масса общая, т	750
Диаметр статора, мм	13100
Исполнение	Зонтичное

### 3.7 Расчёт деталей и узлов гидротурбины

#### 3.7.1 Расчёт вала на прочность

Вал гидроагрегата предназначен для передачи крутящего момента от рабочего колеса к ротору генератора. Расчёт вала на прочность произведен с учетом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий.

Предварительный наружный диаметр вала:

$$D_v^* \geq \left( 5,1 \cdot \frac{M_{\text{кр}}}{[\tau_{\text{доп}}]} \right)^{0,33}, \quad (3.33)$$

где  $[\tau_{\text{доп}}] = 30 \div 35$  МПа (30 МПа);

$M_{\text{кр}}$  – крутящий момент:

$$M_{\text{кр}} = \frac{0,00974 \cdot N'_{\text{агр}}}{n_c} = \frac{0,00974 \cdot 119500}{100} = 11,64 \text{ МПа} \quad (3.34)$$

По формуле (3.33) получим:

$$D_B^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{11,64}{30}\right)^{0,33} = 1,253 \text{ мм}$$

Полученное значение диаметра округлено до стандартизированного (кратное 50 мм при  $D_B$  менее 1000 мм и кратное 100 мм при  $D \geq 1000$  мм),  $D_B = 1300$  мм.

### 3.7.2 Расчёт подшипника

Радиальная сила на рабочем колесе:

$$R_{\text{рад}} = 0,8 \cdot \left(\frac{N'_{\text{арп}}}{n_c \cdot D_1}\right) = 0,8 \cdot \frac{119500}{100 \cdot 7} = 159,3 \text{ кН} \quad (3.35)$$

Диаметр вала под подшипником с учетом облицовки  $d_n$  принят 1,315 мм (на 15-20 мм больше  $D_B$ )

Удельное давление для кольцевого подшипника:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{d_n \cdot h_{\text{п}}} \leq [p_{\text{уд}}], \text{ кПа}, \quad (3.36)$$

где  $h_{\text{п}}$  принято 500 мм, при  $1200 \leq D_B \leq 1000$  мм.

$$[p_{\text{уд}}] = 29 \cdot U, \text{ кПа} \quad (3.37)$$

$$U = \pi \cdot n_{\text{синх}} \cdot \frac{d_{\text{п}}}{30}, \text{ м/сек} \quad (3.38)$$

По формуле (3.35) получим:

$$p_{\text{уд}} = \frac{159,3}{1,315 \cdot 0,5} = 242,3 \text{ кПа}$$

По формуле (3.38) получим:

$$U = 3,14 \cdot 100 \cdot \frac{1,315}{30} = 13,8 \text{ м/сек}$$

По формуле (3.37) получим:

$$[p_{\text{уд}}] = 29 \cdot 13,8 = 399,15 \text{ кПа}$$

Условие  $p_{\text{уд}} \leq [p_{\text{уд}}]$  соблюдено. Для дальнейшего проектирования принимаем к установке кольцевой подшипник.

### 3.7.3 Выбор типа маслонапорной установки

Габаритные размеры маслонапорной установки определены объёмом масловоздушного котла, зависящего от суммарного числа сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ.

По монограмме представленной в справочном пособии [3] (часть 1, стр 144) был подобран следующий тип маслонапорной установки для  $H_{max} = 50,4$  и  $D_1 = 7$ м:

МНУ 20/2-40-20-2,

где 20 – вместительность;

2 – количество сосудов;

40 – сосуд, рассчитанный на давление 40 кгс/см<sup>2</sup>;

20 – вместительность сливного бака в м<sup>3</sup>;

2 – количество насосов.

### 3.7.4 Выбор электрогидравлического регулятора

По справочным данным [3] (таблица 9,2., стр 103) выбирается электрогидравлический регулятор с одним регулирующим органом 1983г.:

ЭГРК-2И1-100-4,

где ЭГРК – электрогидравлический регулятор с электромеханическим комбинатором;

100 – диаметр главного золотника;

4 – исполнение.

## 4 Электрическая часть

### 4.1 Выбор структурной схемы

Выбор главной схемы электрических соединений является важнейшим этапом проектирования энергетического предприятия. От схемы зависит надёжность работы электроустановок, экономичность, гибкость оперативных переключений, удобство эксплуатации, безопасность обслуживания и возможность расширения в дальнейшем.

По карте – схеме размещения линий электропередачи подстанций Красноярского края было определено, что ближайшей в проектируемом районе является ПС «Дивногорская» 220 кВ с расстоянием 92 км.

На этапе проектирования рассматриваются две наиболее распространённые схемы: одиночный и укрупненный блоки (Рисунок 4.1).

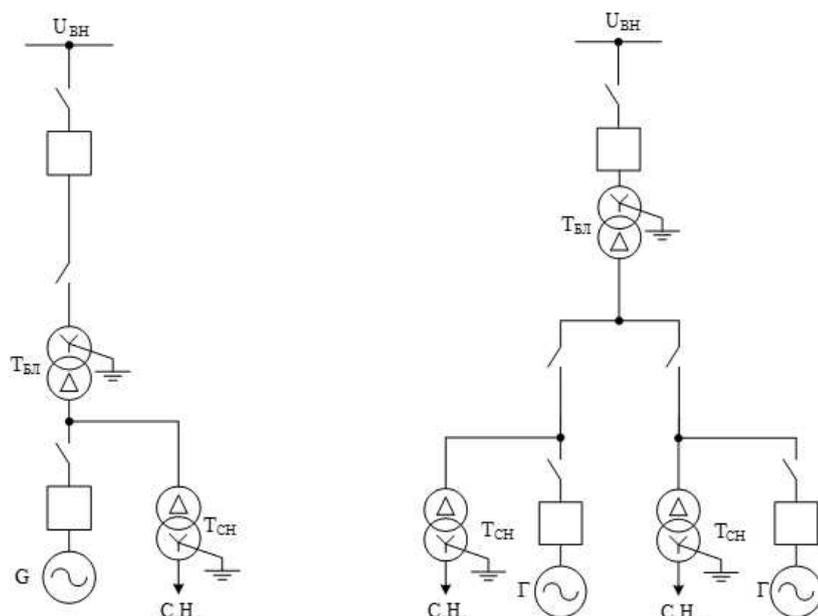


Рисунок 4.1 – Схема с одиночным и укрупненным блоками

### 4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

По исходным данным [5] выбран синхронный генератор СВ 1160/135-60 производства ОАО "Элсиб". Паспортные данные генератора представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Паспортные данные генератора СВ-1160/135-60

Номинальная мощность		$U_{\text{ном}}$ , кВ	$\cos \varphi$	$\eta$	Индуктивные сопротивления		
$S_{\text{ном}}$ , МВА	$P_{\text{ном}}$ , МВт				$x''_d$	$x'_d$	$x_d$
128,7	103	13,8	0,85	97,2	0,22	0,32	1,05

### 4.3 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком

Выбор трансформаторов включает в себя определение их числа, типа и номинальной мощности.

Трансформатор блока должен обеспечить выдачу мощности генераторов в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвлении от генератора т.е. нагрузка собственных нужд, которая составляет порядка 0,5% от установленной мощности:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi} = \frac{103 - 0,005 \cdot 412}{0,85} = 118 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.1)$$

где  $P_{\text{ном}}$  – номинальная (установленная) мощность гидрогенератора, МВт;

$P_{\text{с.н.}}$  – активная нагрузка собственных нужд, МВт;

$\cos \varphi$  – коэффициент мощности генератора, о.е.

На данные мощность и напряжение по каталогу [6] подобран трансформатор завода ОАО «Электrozавод» типа ТДЦ 225000/220 У1 УХЛ1. Каталожные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ 225000/220 У1 УХЛ1.

$S_{\text{ном}}, \text{MVA}$	$U, \text{кВ}$		$U_{\text{кз}}, \%$	$\Delta P_{\text{кз}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$	$I_{\text{хх}}, \%$
	$U_{\text{вн}}$	$U_{\text{нн}}$				
225	225	13,8	10,5	530	110	0,3

Потери электрической энергии оцениваются методом времени максимальных потерь, используя значения максимальных нагрузок  $T_{\text{max}}$  и время максимальных потерь  $\tau$ :

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2405 \text{ ч/год} \quad (4.2)$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu T_{\text{пл}} - \omega T_{\text{в}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8729 \text{ ч}, \quad (4.3)$$

где  $\mu$  – частота ремонтов, 1 раз в год;

$T_{\text{пл}}$  – время плановых простоев блока в течение года, принято:  $T_{\text{пл}} = 30 \text{ ч}$ ;

$\omega$  – параметр потока отказов блока, в нашем случае:  $\omega = 0,025 \text{ ед/год}$ ;

$T_{\text{в}}$  – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов,  $T_{\text{в}} = 60 \text{ ч}$ .

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{Т}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,110 \cdot 8729 = 1920 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.4)$$

где  $n_{\text{Т}}$  – число трансформаторов в блоке,  $n_{\text{Т}} = 1$ ;

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

$t_{\text{раб}}$  – время работы блока в течении года, ч.

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_{K3}}{n_T} \cdot \left( \frac{S_{\text{расч}}}{S_{T \text{ ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,530}{1} \cdot \left( \frac{118}{225} \right)^2 \cdot 2405 = 352,8 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.5)$$

где  $\Delta P_{K3}$  – потери короткого замыкания трансформатора, кВт;

$n_T$  – число параллельно работающих трансформаторов;

$S_{\text{расч}}$  – мощность за вычетом мощности нагрузки собственных нужд, МВА;

$S_{T \text{ ном}}$  – номинальная мощность трансформатора, МВА;

$\tau$  – время максимальных потерь, ч/год.

Величина издержек на потери электрической энергии на 1 агрегатный блок:

$$I_{\Pi} = \beta_1 \cdot \Delta W_{XX} + \beta_2 \cdot \Delta W_H = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 1920 + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 352,8 = 8,94 \text{ тыс руб/год}, \quad (4.6)$$

где  $\Delta W_{XX}$  – потери холостого хода, МВт · ч;

$\Delta W_H$  – нагрузочные потери в трансформаторе, МВт · ч;

$\beta_1, \beta_2$  – стоимость потерь электрической энергии XX и нагрузочных потерь соответственно:

$$\beta_1 = 0,6 \cdot 10^{-2} \text{ тыс. руб}/(\text{МВт} \cdot \text{ч});$$

$$\beta_2 = 0,9 \cdot 10^{-2} \text{ тыс. руб}/(\text{МВт} \cdot \text{ч})$$

Издержки для всей станции (4 одиночных блока):

$$I_{\Pi} = 4 \cdot I_{\Pi \text{ одиноч}} = 4 \cdot 8,94 = 35,74 \text{ тыс. руб/год} \quad (4.7)$$

#### 4.4 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком

Трансформатор должен обеспечить выдачу мощности генераторов в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвлении от генератора:

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{P_{\text{ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi} = 2 \cdot \frac{103 - 0,005 \cdot 412}{0,85} = 236,7 \text{ МВА} \quad (4.8)$$

На данные мощность и напряжение по каталогу [6] подобран трансформатор завода ООО «Электрозавод» типа ТДЦ-400000/220. Каталожные данные приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ 400000/220-У1.

$S_{\text{ном}}, \text{MVA}$	$U, \text{kB}$		$U_{\text{кз}}, \%$	$\Delta P_{\text{кз}}, \text{kBT}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{kBT}$	$I_{\text{хх}}, \%$
	$U_{\text{вн}}$	$U_{\text{нн}}$				
400	242	13,8	12,7	820	245	0,5

Потери электрической энергии методом времени максимальных потерь по формуле (4.2):

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2405 \text{ ч/год}$$

Время работы блока в течении года по формуле (4.3):

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,05 \cdot 60 = 8727 \text{ ч}$$

Потери холостого года в трансформаторе по формуле (4.4):

$$\Delta W_{\text{хх}} = 2 \cdot 0,245 \cdot 8727 = 4276,23 \text{ MBT} \cdot \text{ч}$$

Нагрузочные потери в трансформаторе по формуле (4.5):

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{0,820}{2} \cdot \left(\frac{236,7}{400}\right)^2 \cdot 2405 = 345,41 \text{ MBT} \cdot \text{ч}$$

Таким образом на 1 укрупненный агрегатный блок по формуле (4.6):

$$I_{\text{П укруп}} = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 4276,23 + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 345,41 = 28,77 \text{ тыс руб/год}$$

Издержки для всей станции (2 укрупненных блока):

$$I_{\text{П}} = 2 \cdot I_{\text{П укруп}} = 2 \cdot 28,77 = 57,53 \text{ тыс. руб/год} \quad (4.9)$$

В ходе расчетов была установлена экономическая целесообразность установки одиночного блока, т.к данная схема является более надежной относительно схемы с укрупненным блоком.

#### 4.5 Выбор трансформаторов собственных нужд

Доля мощности, приходящейся на собственные нужды станции, составляет 0,5%:

$$S_{\text{с.н.}} = 0,005 \cdot \frac{P_{\text{ГЭС}}}{\cos \varphi_{\Gamma}} = 0,005 \cdot \frac{412}{0,85} = 2812 \text{ кВА} \quad (4.10)$$

По каталогу [16] выбирается трансформатор ТЛСЗ-3150/13,8. Каталожные данные приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Каталожные данные трансформатора ТЛСЗ-3150/13,8

$S_{ном}, \text{кВА}$	$U_H, \text{кВ}$		$U_{кз}, \%$
	$U_{ВН}$	$U_{НН}$	
3150	13,8	0,4	7,5

#### 4.6 Выбор количества отходящих ВЛ распределительного устройства высшего напряжения и марки проводов ВЛ

Воспользуемся учебным пособием [4]. Число отходящих линий 220 кВ:

$$n = \frac{P_{уст} - P_{сн}}{K \cdot \frac{P_{нат.}}{\cos \varphi_c}} + 1 = \frac{412 - 2,39}{1,2 \cdot \frac{135}{0,85}} + 1 = 3,5 \approx 4, \quad (4.11)$$

где  $P_{нат.} = 135 \text{ МВт}$  – передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ (220 кВ);  
 $K = 1,2$  – коэффициент приведения натуральной мощности ЛЭП (220кВ);  
 $\cos \varphi_c$  – коэффициент мощности системы;  
Суммарная мощность, выдаваемая в систему:

$$S_{\Sigma} = n_{г} \cdot \left( \frac{P_{г} - P_{сн}}{\cos \varphi_{г}} \right) = 4 \cdot \left( \frac{103 - 2,39}{0,85} \right) = 473 \text{ МВА} \quad (4.12)$$

Рабочий ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{раб} = \frac{S_{\Sigma}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = \frac{473}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,355 \text{ кА} \quad (4.13)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{расч} = I_{раб} \cdot \alpha_I \cdot \alpha_{\tau} = 0,355 \cdot 1,05 \cdot 1 = 0,373 \text{ кА}, \quad (4.14)$$

где  $\alpha_I$  – коэффициент, учитывающий участие потребителя в максимуме нагрузки,  $\alpha_I = 1,05$ ;

$\alpha_{\tau}$  – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации,  $\alpha_{\tau} = 1$ .

Далее рассчитываем сечение провода по методу экономической плотности. Плотность тока  $j = 1,1 \text{ А/мм}^2$ , тогда сечение провода:

$$F = \frac{I_{расч}}{j} = \frac{373}{1,1} = 339 \text{ мм}^2 \quad (4.15)$$

Произведена проверка провода по нагреву. Сравнивая длительно допустимый ток  $I_{дд} = 825 \text{ А}$ , с послеаварийным:

$$I_{п.ав} = \frac{S_{\Sigma}}{(n-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = \frac{473}{(4-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 498 \text{ А} \quad (4.16)$$

Существует условие нагрева:

$$I_{\text{дд}} > I_{\text{п.ав}}$$

$$825 \text{ А} > 498 \text{ А}$$

После расчета сечения провода и проверки выполнения условия по нагреву, был выбран провод АС-400/51. Параметры провода АС-400/51 приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Параметры провода марки АС–400/51

Число проводов в фазе	$r_0$ Ом/км	$x_0$ Ом/км	$b_0$ См/км
1	0,073	0,42	$2,701 \cdot 10^{-6}$

#### 4.7 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта

Рассматриваемые схемы различаются количеством силовых трансформаторов, трансформаторов собственных нужд и распределительного устройства высшего напряжения.

Капиталовложения оцениваются по формуле:

$$K = n \cdot K_T + m \cdot K_{\text{ТСН}} + t \cdot K_{\text{КРУЭ}}, \quad (4.17)$$

где  $K_T$  – стоимость силового трансформаторов (25,97 млн руб – по схеме с одиночным блоком; 45,8 млн руб – по схеме с укрупнённым блоком.);

$K_{\text{ТСН}}$  – стоимость трансформатора собственных нужд (10,6 млн руб);

$K_{\text{КРУЭ}}$  – стоимость КРУЭ (170 млн руб);

$n$  – число силовых трансформаторов;

$m$  – число трансформатора собственных нужд;

$t$  – количество присоединений в соответствии с выбором РУ.

Капиталовложения для схемы с одиночными блоком по формуле (4.17):

$$K_1 = 4 \cdot 25,97 + 3 \cdot 10,6 + 7 \cdot 170 = 1,3 \text{ млрд. руб.}$$

Капиталовложения для схемы с укрупненными боками по формуле (4.17):

$$K_2 = 2 \cdot 45,8 + 3 \cdot 10,6 + 5 \cdot 170 = 0,97 \text{ млрд. руб.}$$

Для сравнения рассматриваемых вариантов определяется разница полных приведенных затрат:

$$Z_i = E_H \cdot K_i + I_i, \quad (4.18)$$

где  $E_H = 0,15$  – нормативный коэффициент

Полные приведенные затраты для схемы с одиночным блоком:

$$Z_1 = 0,15 \cdot 1,3 + 35,74 \cdot 10^{-6} \approx 0,198 \text{ млрд. руб.}$$

Полные приведенные затраты для схемы с укрупненным блоком:

$$Z_2 = 0,15 \cdot 0,103 + 52,53 \cdot 10^{-6} \approx 0,141 \text{ млрд. руб.}$$

Разница между вариантами:

$$P = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\% = \frac{0,198 - 0,141}{0,198} \cdot 100\% = 36\% \quad (4.19)$$

Из расчетов видно, что данные варианты отличаются больше чем на 5% и не являются экономически равноценными, окончательно выбираем вариант с одиночными блоками. По надёжности схема с одиночными блоками является более приемлемой.

#### 4.8 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения

Число присоединений КРУЭ–220 кВ равно 9 (1 служебное присоединение, 4 ЛЭП 220 кВ и 4 блока). При данном классе напряжения и количестве присоединений был выбран вариант с двумя рабочими системами шин (13 схема) согласно документа [7]. Выбранная схема распределительного устройства представлена на рисунке 4.2.

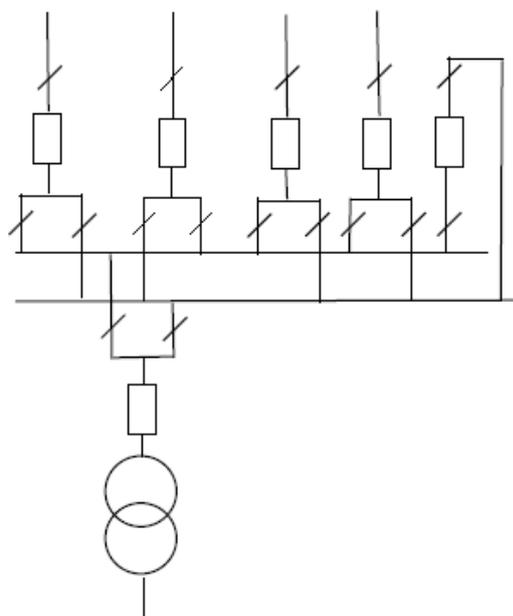


Рисунок 4.2 – Схема РУ ВН 220 кВ: 2 СШ

## 4.9 Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin.

### 4.9.1 Расчёт исходных данных

Для расчета токов короткого замыкания составлена схема на рисунке 4.3.

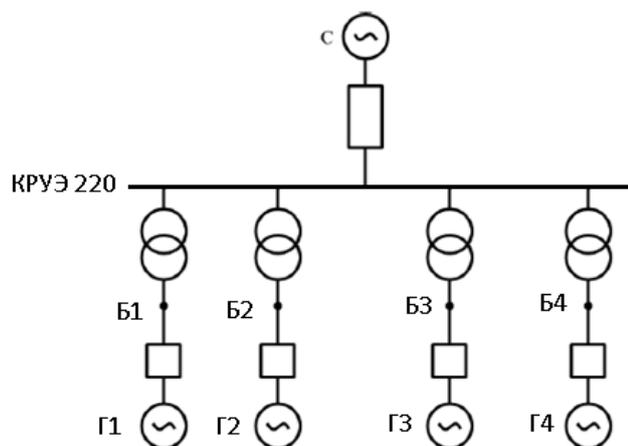


Рисунок 4.3 – Расчетная схема для расчета ТКЗ

Для расчётной схемы рисунок 4.3 вычислены параметры элементов. Параметры системы:

$$X_C = \frac{U_{НОМ}^2}{S_{КЗ}} = \frac{230^2}{150} = 253 \text{ Ом}; \quad (4.20)$$

$$R_C = \frac{X_C}{\omega \cdot T_{a,C}} = \frac{253}{314 \cdot 0,035} = 32 \text{ Ом} \quad (4.21)$$

Параметры генераторов:

$$E_{\Gamma} = E_{\Gamma}'' \cdot U_{НОМ,\Gamma} = 1,13 \cdot 13,8 = 15,59 \text{ кВ}; \quad (4.22)$$

$$x_{\Gamma} = x_d'' \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} = 0,22 \cdot \frac{13,8^2}{103} = 0,41 \text{ Ом}; \quad (4.23)$$

$$R_{\Gamma} = \frac{x_{\Gamma}}{\omega \cdot T_{a,\Gamma}} = \frac{0,41}{314 \cdot 0,045} = 0,029 \text{ Ом} \quad (4.24)$$

Параметры блочных трансформаторов:

$$X_T = \frac{U_{к,\%}}{100} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} = \frac{12,7}{100} \cdot \frac{242^2}{225} = 33,06 \text{ Ом}; \quad (4.25)$$

$$R_T = \Delta P_K \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2} = 0,530 \cdot \frac{242^2}{225^2} = 0,61 \text{ Ом}; \quad (4.26)$$

$$k_T = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{15,75}{242} = 0,065 \text{ о. е.} \quad (4.27)$$

Параметры линии:

$$X_L = X_{0,\text{уд}} \cdot L = 0,42 \cdot 124 = 52,08 \text{ Ом;} \quad (4.28)$$

$$R_L = R_{0,\text{уд}} \cdot L = 0,073 \cdot 124 = 9,1 \text{ Ом} \quad (4.29)$$

#### 4.9.2 Внесение исходных данных в программный комплекс. Расчет токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin»

В ПВК RastrWin 3 создан файл динамики, занесены исходные данные для расчетной схемы и рассчитаны необходимые значения величин рисунки 4.4-4.9.

	O	S	s0	T...	Номер	Название	№ АРМ	U_ном
1	<input type="checkbox"/>			y	1	Г1		14
2	<input type="checkbox"/>			y	2	Г2		14
3	<input type="checkbox"/>			y	3	Г3		14
4	<input type="checkbox"/>			y	4	Г4		14
5	<input type="checkbox"/>			y	5	Б1		14
6	<input type="checkbox"/>			y	6	Б2		14
7	<input type="checkbox"/>			y	7	Б3		14
8	<input type="checkbox"/>			y	8	Б4		14
9	<input type="checkbox"/>			y	9	КРУЭ 220		230
10	<input type="checkbox"/>			y	10	Система		230

Рисунок 4.4 – Исходные данные по узлам

1	<input type="checkbox"/>	Выкл	1	5		r1 - блок1												
2	<input type="checkbox"/>	Выкл	2	6		r2 - блок2												
3	<input type="checkbox"/>	Выкл	3	7		r3 - блок3												
4	<input type="checkbox"/>	Выкл	4	8		r4 - блок4												
5	<input type="checkbox"/>	Тр-р	5	9		блок1 - КРУЭ	0,61	33,00	0,065		28	1 495	61 652					
6	<input type="checkbox"/>	Тр-р	6	9		блок2 - КРУЭ	0,61	33,00	0,065		28	1 495	61 652					
7	<input type="checkbox"/>	Тр-р	7	9		блок2 - КРУЭ	0,61	33,00	0,065		28	1 495	61 652					
8	<input type="checkbox"/>	Тр-р	8	9		блок2 - КРУЭ	0,61	33,00	0,065		28	1 495	61 652					
9	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	9	10		КРУЭ - Система	9,10	52,08										
10	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	9	10		КРУЭ - Система	9,10	52,08										
11	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	9	10		КРУЭ - Система	9,10	52,08										
12	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	9	10		КРУЭ - Система	9,10	52,08										

Рисунок 4.5 – Исходные данные по ветвям

	N арп	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1	1	Г1	1	0,029	0,410	0,029	0,41	0,029	0,41	15,594
2	2	Г2	2	0,029	0,410	0,029	0,41	0,029	0,41	15,594
3	3	Г3	3	0,029	0,410	0,029	0,41	0,029	0,41	15,594
4	4	Г4	4	0,029	0,410	0,029	0,41	0,029	0,41	15,594
5	10	Система	10	32,000	353,000	32,000	353,00	32,000	353,00	230,000

Рисунок 4.6 – Исходные данные по генераторам

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1	r1	x1	I 2
1		1	1	Зф	1			22,1133	-85,98			0,0000

Рисунок 4.7 – Результаты расчета 3ф КЗ на выходе генератора

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1	r1	x1	I 2
1		1	1	3ф	9			16,9052	-88,81			0,0000

Рисунок 4.8 – Результаты расчета 3ф КЗ на КРУЭ

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1	r1	x1	I 2
1		1	1	1ф	9			8,4010	-88,80			

Рисунок 4.9 – Результаты расчета 1ф КЗ на КРУЭ

Результаты расчетов сведены в таблицу 4.6.

Таблица 4.6– Результаты расчёта в точках КЗ

Вид несимметрии	Точка КЗ	$I_n$ , кА	$i_{уд}$ , кА
Трёхфазное КЗ	Генератор Г1	22,11	43,45
	КРУЭ – 220 кВ	16,91	29,07
Однофазное КЗ	КРУЭ – 220 кВ	25,20	43,35

Ударный коэффициент был рассчитан по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2}k_{уд}I_n, \quad (4.30)$$

где  $k_{уд}$  – ударный коэффициент генератора/РУ, соответственно  $k_{уд} = 1,965$  для данной мощности и  $k_{уд} = 1,72$  для класса напряжения 220кВ.

#### 4.9.3 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима

При выборе токоведущих частей необходимо обеспечить выполнение требования термической стойкости аппаратов и проводников.

Для присоединений генераторов наибольший расчетный ток определяется при работе с номинальной мощностью и сниженном на 5% напряжении:

$$I_{г,раб\ max} = 1,05 \frac{S_{г,ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{г,ном}} = 1,05 \cdot \frac{103}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 4,52 \text{ кА} \quad (4.31)$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{раб\ max} (РУВН) = 1,05 \frac{S_{г,ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{т,ном}} = 1,05 \frac{103}{\sqrt{3} \cdot 242} = 0,246 \text{ кА} \quad (4.32)$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 220кВ:

$$I_{раб.max} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{118}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,089 \text{ кА} \quad (4.33)$$

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

$$I_{\text{раб.утж}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{118}{(4-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,124 \text{ кА} \quad (4.34)$$

#### 4.9.4 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 13,8 кВ

Разъединители выбираются по напряжению и току утяжеленного режима и проверяются на термическую и динамическую стойкость по тем же значениям, что и выключатели.

При выборе выключателей и разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном сист}};$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб max}};$$

$$i_{\text{эл.дин}} \geq i_{\text{уд}};$$

$$B_{\text{к,ном}} \geq B_{\text{к,расч}}$$

Используя каталог производителя [17] ОАО ВО «Электроаппарат» для генераторного напряжения был выбран элегазовый выключатель ВГГ–15-50/6300 УЗ и разъединитель [20] РВПЗ–20/12500 УЗ. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГГ-15-50/6300 УЗ	Разъединитель РВПЗ-20/12500 УЗ
$U_{\text{сети ном}} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 15 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{Г.раб}} = 4525 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 6300 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 12500 \text{ А}$
$i_{\text{у}} = 14,45 \text{ кА}$	$i_{\text{эл.дин}} = 161 \text{ кА}$	$i_{\text{эл.дин}} = 125 \text{ кА}$
$I_{\text{п0}} = 8,401 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.откл}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 160 \text{ кА}$
	$t_{\text{откл}} = 3 \text{ с}$	$t_{\text{откл}} = 3 \text{ с}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) = 8,401^2 \cdot (0,03 + 0,01) = 2,82 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 160^2 \cdot 3 = 76800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Проверка на апериодическую составляющую выключателя ВГГ–15-50/6300 УЗ:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 8,401 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,035}} = 8,92 \text{ кА}; \quad (4.35)$$

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot I_{ном.откл} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 50 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,035}} = 53,14 \text{ кА}; \quad (4.36)$$

$$i_{а.ном} \geq i_{ат};$$

$$53,14 \geq 8,92$$

#### 4.9.4.1 Выбор анализаторов и синхронизаторов

Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов, представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
В цепи статора:				
Анализатор сети	M201	RS232	0,5	4
В цепи ротора:				
Синхронизатор	SYNCHROTACT 5	RS232 MODBUS	0,5	25
				$\Sigma = 16 \text{ В} \cdot \text{А}$

Выбран, производимый российской компанией ООО «АСУ-ВЭИ», микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС-МЗ. Предназначен для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации.

Выбран отечественный анализатор, производимый фирмой ООО «ЮПЗ Промсвязькомплект». АПКЭ-1 предназначен для автоматизации измерений и регистрации параметров качества электрической энергии в электрических сетях систем электроснабжения общего назначения переменного трехфазного и однофазного тока частотой 50 Гц и напряжением от 0,4 до 750 кВ.

Прибор автоматически контролирует основные показатели качества электроэнергии что позволяет отслеживать отклонения от нормативных параметров, а следовательно – предотвращать аварийные ситуации и существенно сократить эксплуатационные расходы на ремонт оборудования, обеспечив его работоспособность, надежность и долговечность.

#### 4.9.4.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбирается трансформатор тока по каталогу [18] ТШЛ–20–I. Производитель ОАО «Свердловский завод». Проверка трансформатора тока ТШЛ-20-I представлена в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Проверка трансформатора тока ТШЛ–20-I

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\Gamma, \text{раб}} = 4525 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 18000 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения по каталогу [18] ЗНОЛ-06-15. Производитель ОАО «Свердловский завод». Параметры трансформатора напряжения ЗНОЛ-06-15 представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10– Выбор и проверка трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 15 \text{ кВ}$

Для защиты трансформатора от перенапряжений цепи 13,8 кВ устанавливают со стороны низшего напряжения ОПН-15 / 450 УХЛ1 фирмы ЗАО «ЗЭТО».

#### 4.10 Выбор параметров КРУЭ

КРУЭ отличаются высокой надежностью, которая обеспечивается высокими изоляционными и дугогасительными свойствами элегаза (шестифтористая сера  $\text{SF}_6$ ) и сведением к минимуму неблагоприятных атмосферных воздействий. Используя каталог производителя ЗАО «Энергомаш» выбираем ячейку КРУЭ ZF28-252.

Ячейка КРУЭ укомплектована трансформатором тока и трансформаторами напряжения:

Класс точности измерения тока: 0,2 с

Класс точности защиты тока: 5Р либо 5ТРЕ

Класс точности измерения напряжения: 0,2

Класс точности защиты напряжения: 3Р

Каталожные данные ячейки представлены в таблице 4.11. Приборы, устанавливаемые на отходящих линиях представлены в таблице 4.12.

Таблица 4.11 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчетные данные	ZF28-252
$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 252 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 89 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$
$I_{\text{н0}} = 16,905 \text{ кА}$	$I_{\text{ном,откл}} = 50 \text{ кА}$
$i_{\text{y}} = 29,07 \text{ кА}$	$I_{\Gamma} = 40 \text{ кА}$
$W_{\text{к,расч}} = I_{\text{н0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 16,905^2 \cdot (0,03 + 0,01) =$ $= 11,43 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_{\text{к,ном}} = I_{\Gamma}^2 \cdot t_{\Gamma} =$ $= 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 4.12 – Приборы, устанавливаемые в цепи высшего напряжения 220кВ на ОТХОДЯЩИХ линиях

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

## 5 Устройства РЗА

Силовое электрооборудование электростанций, подстанций и электрических сетей должно быть защищено от коротких замыканий и нарушений нормальных режимов устройствами релейной защиты, автоматическими выключателями или предохранителями.

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

### 5.1 Технические данные защищаемого оборудования

В таблице 5.1 представлены технические данные генераторов. В таблице 5.2 представлены технические данные силовых трансформаторов. В таблице 5.3 представлены технические данные трансформаторов собственных нужд (ТСН)

Таблица 5.1 – Параметры гидрогенератора СВ – 1160/135-60

Тип		СВ – 1160/135-60
Мощность номинальная	полная	128,7 МВА
	активная	103 МВт
Номинальное напряжение		13,8 кВ
Коэффициент мощности $\cos \varphi$		0,85
Частота вращения		100 об/мин
Номинальный ток статора		3200 А
Ток ротора при номинальной нагрузке		1195 А
Индуктивное сопротивление, о.е.	синхронное $x_d$	1,05
	переходное $x_d'$	0,32
	сверхпереходное $x_d''$	0,22
Система возбуждения	самовозбуждение	

Таблица 5.2 – Номинальные данные трансформатора ТДЦ 225000/220-У1

Тип	ТДЦ 225000/220-У1
Полная мощность номинальная	225 МВА
Номинальное напряжение	242/13,8 кВ
Напряжение короткого замыкания	12,7 %
Мощность короткого замыкания	530 кВт
Мощность холостого хода	110 кВт
Ток холостого хода	0,45 %

Таблица 5.3-Номинальные данные трансформатора собственных нужд

Тип	ТЛСЗ-3150/13,8
Мощность номинальная	3150кВт
Номинальное напряжение	13,8 кВ
Напряжение короткого замыкания	7,5%

## 5.2 Перечень защит блока генератор-трансформатор

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

На главном генераторе СВ – 1160/135-60:

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

— Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора;

На силовом трансформаторе блока ТДЦ 225000/220-У1:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности);
- Токвая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 220 кВ;
- Контроль изоляции высоковольтных вводов (КИВ-220)
- Резервная максимальная токовая защита;
- Защита от замыканий на землю на стороне 13,8 кВ трансформатора блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока;
- Защита от перегрева трансформатора.

На трансформаторе СН ГЭС:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий
- Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению
- Защита от перегрузки
- Реле тока охлаждения

### 5.3 Расчёт номинальных токов

Для дальнейшего расчёта необходимо знать номинальные токи на генераторном напряжении.

На генераторном напряжении:

$$I_{\text{НГ}}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{128,7 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 5384 \text{ А} \quad (5.1)$$

Номинальный ток генераторного напряжения, приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{НГ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НГ}}^{(1)} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{5384 \cdot 1}{6000/5} = 4,49 \text{ А} \quad (5.2)$$

Так как генератор СВ – 1160/135-60 выполнен по схеме самовозбуждения, расчет производят по следующим формулам:

$$S_{\text{НОМ,ТВ}} = \frac{I_{\text{НОМ,РОТ}}}{1,2255} \cdot U_{\text{НОМ,РОТ}} = \frac{1195}{1,2255} \cdot 240 = 234 \text{ кВА} \quad (5.3)$$

Принят трансформатор возбуждения мощностью 250 кВА.

Номинальный ток ТВ со стороны высшего напряжения:

$$I_{\text{ВН,НОМ}} = \frac{250 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 240} = 601 \text{ А}; \quad (5.4)$$

$$I_{\text{НОМ,РОТ}} = \frac{I_{\text{ВН,НОМ}} \cdot k_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{601 \cdot 1}{1000/5} = 3,01 \text{ А} \quad (5.5)$$

### 5.4 Описание защит и расчет их уставок

#### 5.4.1 Продольная дифференциальная защита генератора $I\Delta G$

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ( $I_{\text{СР}} < 0,2 \cdot I_{\text{Н}}$ ) защитой от междуфазных коротких замыканий в обмотке генератора и на его выводах.

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

Номинальный ток генератора:  $I_{\text{НОМ}} = 5384 \text{ А}$ .

Коэффициент трансформации трансформаторов тока:  $\eta_{\text{ТТ}} = 6000/5 \text{ А}$ .

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

$$I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{Н}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.6)$$

где  $K_{\text{ОДН}} = 0,5$  - коэффициент однотипности трансформаторов тока;  
 $f_i = 0,1$  - относительная погрешность трансформаторов тока.  
 Уставка выбирается из условия:

$$I_{\text{СР.0}} \geq K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НБ(Н)}} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_{\text{Н}} = 0,1 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.7)$$

где  $K_{\text{Н}} = 2$  - коэффициент надежности.

Принята уставка:  $I_{\text{СР.0}} = 0,15 \cdot I_{\text{Н}}$ .

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot I_{\text{МАКС}}, \quad (5.8)$$

где  $K_{\text{АП}} = 2$  - коэффициент апериодической составляющей;

$f_i = 0,1$  - относительная погрешность трансформаторов тока;

$K_{\text{ОДН}} = 0,5$  - коэффициент однотипности трансформаторов тока (0,5-для однотипных ТТ, 1,0 для разных ТТ);

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

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E_{\text{Г}}''}{x_{\text{д}}''} \cdot I_{\text{Н}} = \frac{1,13}{0,22} \cdot 5384 = 27654 \text{ А} \quad (5.9)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса равен по (5.8):

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,13}{0,22} \cdot 5384 = 2765 \text{ А}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_{\text{T}} > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_{\text{Н}}}{I_{\text{T}}} = \frac{2765 \cdot 2}{27654} = 0,2, \quad (5.10)$$

где  $K_{\text{Н}} = 2$  - коэффициент надежности;

$I_{\text{T}}$  - ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора.

Принята уставка  $K_{\text{T}} = 0,3$ .

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

$$I_{HT} = \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5 \quad (5.11)$$

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

$$B \geq \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5 \quad (5.12)$$

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

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

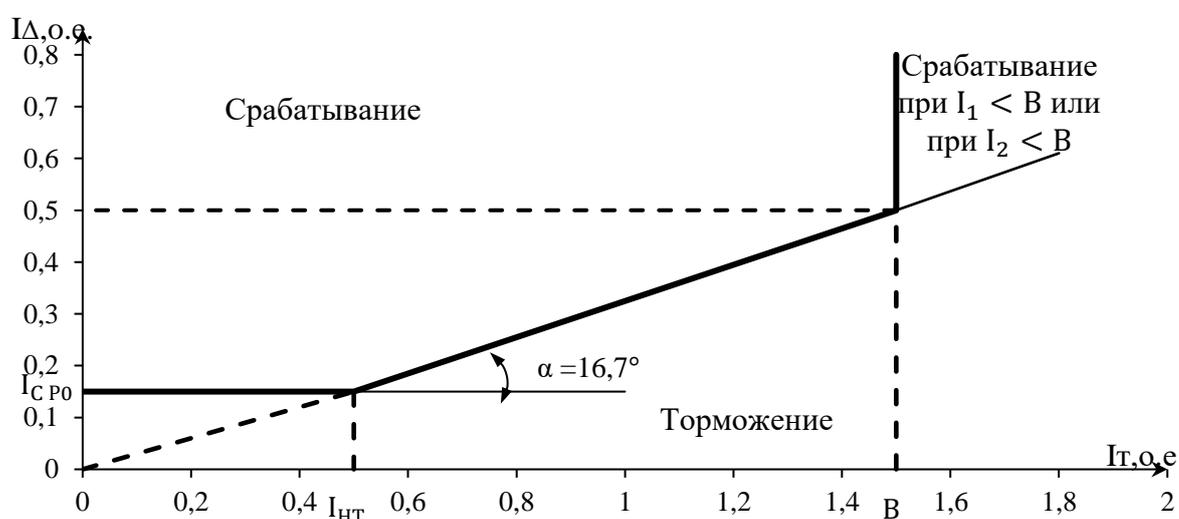


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

#### 5.4.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора ( $U_N$ ( $U_0$ ))

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

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

Напряжение срабатывания органа основной гармоники выбирается из условия отстройки от действующего значения напряжения нулевой последовательности основной частоты обусловленного электростатической индукцией силового трансформатора блока ( $U_{0 \text{эл.ст.}}$ ) при КЗ на землю на стороне ВН.

Расчет  $U_{0 \text{эл.ст.}}$  выполнен в соответствии с методикой, рекомендованной Руководящими Указаниями.

Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора представлена на рисунке 2.2.

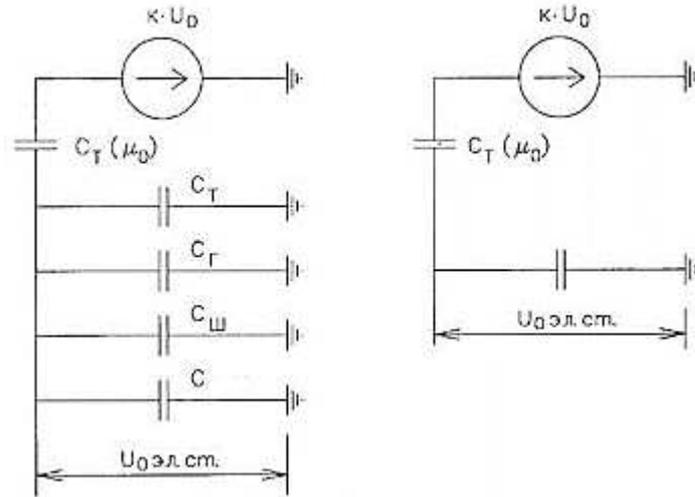


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

- $C_G$  – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;
- $C_T$  – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;
- $C_{Ш}$  – емкость шинпровода по отношению к земле;
- $C$  – емкость генераторного выключателя.

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_G + C_{Ш} + C = 0,007 + 0,9 + 0,008 + 0,35 = 1,265 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}} \quad (5.13)$$

$$U_{0 \text{эл.ст.}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}}, \quad (5.14)$$

где  $K$  – коэффициент, учитывающий распределение напряжения  $U_0$  по обмотке ВН трансформатора. В соответствии с Руководящими Указаниями для трансформаторов, работающих с глухозаземленной нейтралью,  $K = 0,5$ ;

$C_T(\mu_0)$  – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора, ( $C_T(\mu_0) = 0,012$  для  $U = 242 \text{кВ}$ );

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{НОМ ВН}}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{230}{\sqrt{3}} = 44,26 \text{ кВ} \quad (5.15)$$

Суммарный емкостной ток сети генераторного напряжения:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{\text{Л}} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 1,73 \cdot 13,8 \cdot 10^3 \cdot 314 \cdot 1,265 = 9,48 \text{ А} \quad (5.16)$$

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканиях на стороне 220 кВ по формуле (5.14):

$$U_{0 \text{ ЭЛ.СТ.}} = 0,5 \cdot 44260 \cdot \frac{0,0012}{0,0012+1,265} = 207,96 \text{ В}$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ ЭЛ.СТ.}}; \quad (5.17)$$

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 207,96}{\frac{13,8}{\sqrt{3} \cdot 0,1/3}};$$

$$U_{\text{СР}} \geq 4,12,$$

где  $K_{\text{Н}} = 1,5$  – коэффициент надежности;

$n_{\text{ТН}}$  – коэффициент трансформации ТН, принято 100/3;

$K_{\text{В}} = 0,95$  – коэффициент возврата.

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

Принимают следующие уставки:  $U_{01G}$  с уставкой 5 В действует с выдержкой времени 5,0 с действует на сигнал;  $U_{0G}$  с уставкой равной 15 В и выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

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

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

Расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора зависит от  $K_{\text{T}}$ :

$$X = \frac{1}{K_{\text{T}}+2} \quad (5.18)$$

При  $K_{\text{T}} = 1,3$  орган  $U_{03}$  работает селективно и защищает 30,3 % обмотки статора со стороны нейтрали.

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

### 5.4.3 Защита от повышения напряжения ( $U1>$ ), ( $U2>$ )

1) Уставка защиты  $U2>$  выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В} \quad (5.19)$$

2) В дополнение к вышеуказанной защите на генераторе предусмотрен второй орган  $U1>$  с уставкой  $1,2 \cdot U_H$ , предназначенный для работы в режиме холостого хода или при сбросе нагрузки.

$U1>$  вводится в работу в режиме холостого хода генератора.

Уставка  $U1>$  рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В} \quad (5.20)$$

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

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

### 5.4.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )

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

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

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

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:

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

где  $A = 20$  – параметр, заданный заводом-изготовителем.

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

Принята уставка сигнального органа:

$$I_{*2\text{СИГН}} = 0,07; I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot I_{\text{Н}}$$

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

При этом:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18 \quad (5.23)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15, \quad (5.24)$$

где  $K_{\text{Н}} = 1,2$  – коэффициент надежности.

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

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

$$t_{\text{ДОП}} = \frac{20}{0,15^2} \approx 889 \text{ с}$$

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

$$t_{\text{СР}} = \frac{20}{(I_{*2})^2}; \quad (5.26)$$

$$A_{\text{ИО}} = 20 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{СР}} \quad (5.27)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.4.

Таблица 5.4 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

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

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

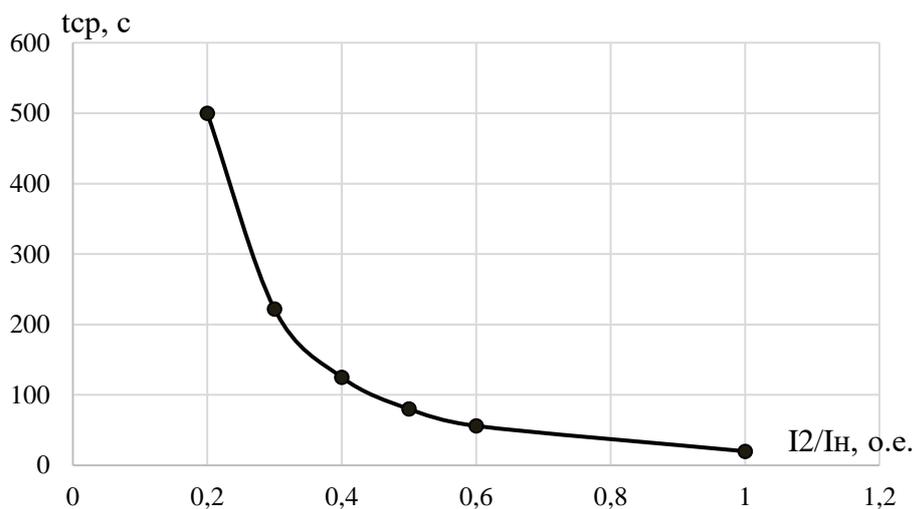


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )

Время срабатывания интегрального органа принято:  $t_{мин} = 20$ с,  $t_{макс} = 600$  с.

Интегральный орган имитирует процесс охлаждения статора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону.

4) 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 коротких замыканий.

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

В связи с отсутствием необходимых данных уставка срабатывания принимается по второму условию.

Условие обеспечения чувствительности к повреждениям в конце линий 220 кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов:

$$I_{2С.З.}^* \leq \frac{I_{2МИН}^{(2)}}{K_{\text{Ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (X_{d''_{ВН}} + X_{\Gamma} + X_{\text{Л}}^*)}; \quad (5.28)$$

$$X_{\text{Л}}^* = X_{\text{Л}} \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 53,08 \cdot \frac{128,7}{242^2} = 0,114; \quad (5.29)$$

$$X_{d''_{ВН}} = X_{d''} \cdot \left(\frac{U_{ВН}}{U_{НН}}\right)^2 = 0,22 \cdot \left(\frac{242}{13,8}\right)^2 = 67,65; \quad (5.30)$$

$$X_{\Gamma} = \frac{U_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{12,7}{100} \cdot \frac{128,7}{225} = 0,073, \quad (5.31)$$

где  $X_{d''_{ВН}}$  – сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси, приведенное к высокой стороне напряжения, рассчитывается по формуле;

$X_{\Gamma}$  – сопротивление обратной последовательности генератора;

$X_{\text{Т}}$  – сопротивление трансформатора в относительных единицах.

При двухфазном коротком замыкании в конце ВЛ 220 кВ по формуле (5.28):

$$I_{2С.З.}^* \leq \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (67,65 + 0,073 + 0,114)};$$

$$I_{2С.З.}^* \leq 0,006$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2С.З.} = I_{2С.З.}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = 0,006 \cdot 2 \cdot \frac{242}{13,8} = 0,21 \quad (5.32)$$

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

#### 5.4.5 Защита от симметричных перегрузок ( $I_1$ )

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{СИГН}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.33)$$

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

$K_B = 0,98$  – коэффициент возврата.

Выдержка времени  $t = 6$  с.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{1\text{ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 \cdot I_H \quad (5.34)$$

Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.5:

Таблица 5.5 - Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

Кратность перегрузки $\frac{I}{I_H}$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки (с)	3800	900	360	300	280	120	60	1

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

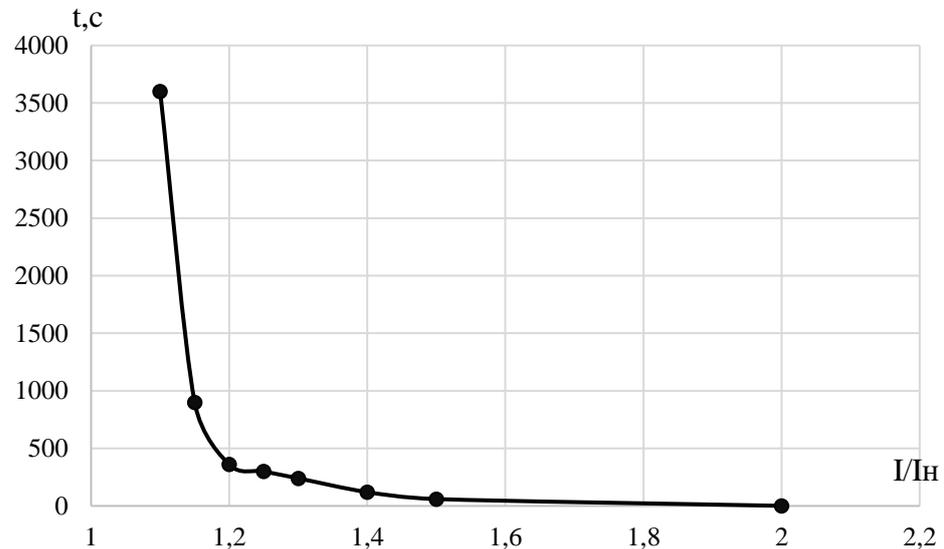


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок ( $I_1$ )

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

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{10TC} = \frac{1,4 \cdot I_{НОМ}}{0,98} = 1,429 \cdot I_{НОМ} \quad (5.35)$$

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

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot \frac{13800}{100}} = 66 \text{ В} \quad (5.36)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 7,0 с на ШСВ, 7,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 8,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

#### 5.4.6 Дистанционная защита генератора ( $Z_1 <$ ), ( $Z_2 <$ )

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

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

Согласование производится для условий работы на шинах 220 кВ ГЭС одного блока.  $Z_1$ , приведенное к напряжению 220 кВ, может быть принято:

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 220 кВ Манская ГЭС – Дивногорская:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 32,45 + \frac{0,8}{4} \cdot 42,63 = 34,49, \quad (5.37)$$

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

$Z_T$  – сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 220 кВ:

$$Z_T = \frac{0,138 \cdot 230^2}{225} = 32,45 \text{ Ом}$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,138 \cdot \frac{128,7}{225} + \frac{0,8}{4} \cdot \frac{128,7}{230^2} \cdot 42,63 = 0,08$$

$Z_1$  в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,08 \cdot 1,48 = 0,12 \text{ Ом}; \quad (5.38)$$

$$Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{\text{НГ}}} = \frac{13,8^2}{128,7} = 1,48 \text{ Ом} \quad (5.39)$$

Уставка будет равна:

$$Z_{1\text{СЗ}} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,12 \cdot \frac{\frac{6000}{5}}{\frac{13,8}{0,1}} = 1,04 \text{ Ом} \quad (5.40)$$

Принята уставка  $Z_1 = 1,04 \text{ Ом}$ .

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

Первая ступень действует с выдержкой времени 0,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 1,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей, останов турбины и сброс АРЗ.

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 5384} = 1,48 \text{ Ом}, \quad (5.41)$$

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 ( $2 \cdot I_{\text{В.Н.}}$ ) и напряжения на зажимах статора  $0,95 \cdot U_{\text{Н}}$  (без учета насыщения):

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}} - 0,95}{I_{\text{В.ХХ}}}}{x_d} = \frac{2 \cdot 2,19 - 0,95}{1,05} = 3,48 \text{ о. е.}, \quad (5.42)$$

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  $2,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$ .

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{H}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.}; \quad (5.43)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos \varphi_{\text{H}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2,5} = 0,358 \quad (5.44)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен  $\varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = 69^{\circ}$ .  
Сопrotивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{\text{C ЗII}} = \frac{Z_{\text{НАГР.}\Phi}}{K_{\text{H}}} = \frac{0,38}{1,1} = 0,35 \text{ о. е.}; \quad (5.45)$$

$$Z_{\text{C ЗII}} = Z_{\text{II о.е.}} \cdot Z_{\text{Б}} = 0,35 \cdot \frac{13,8^2}{128,7} = 0,51 \text{ Ом} \quad (5.46)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{\text{C ЗII}} = \frac{Z_{\text{C.З.И.}} \cdot n_{\text{T}}}{n_{\text{H}}} = \frac{0,51 \cdot 6000/5}{13800/100} = 2,22 \text{ Ом} \quad (5.47)$$

Принимаем уставку  $Z_{\text{II}} = 2,22 \text{ Ом}$ .

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 10%. Уставки по сопротивлению смещения  $Z_{\text{CM1}} = 0,1 \text{ Ом}$ ,  $Z_{\text{CM2}} = 0,22 \text{ Ом}$ .

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

Вторая ступень действует с выдержкой времени 7,0 с на ШСВ, 7,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 8,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

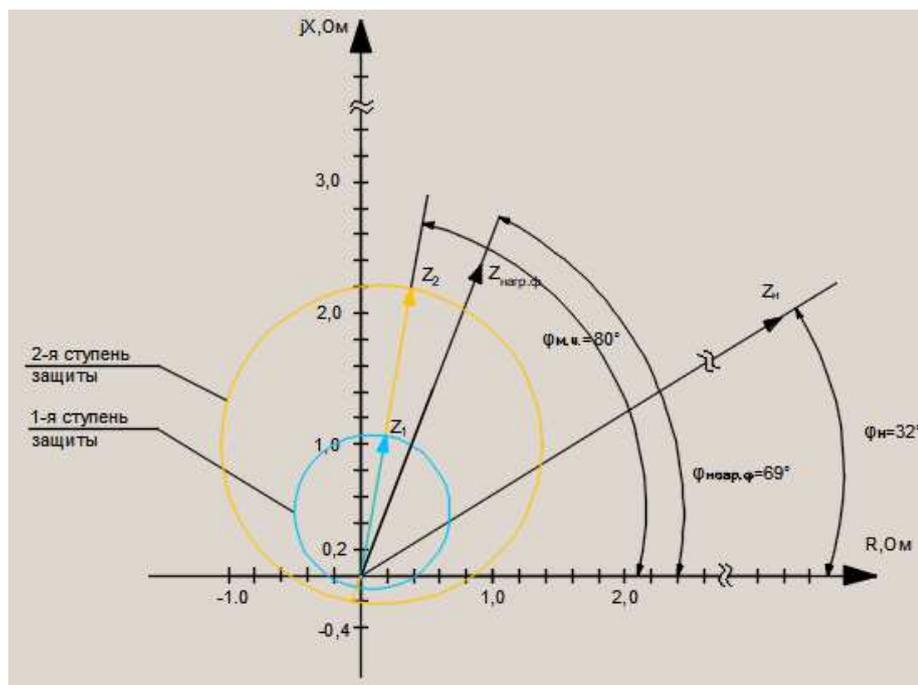


Рисунок 5.5 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

#### 5.4.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.48)$$

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.49)$$

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме, и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей.

Перегрузочная способность обмотки ротора приведена в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки $\frac{I}{I_H}$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки (с)	длительное	210	150	120	90	90	72	20

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

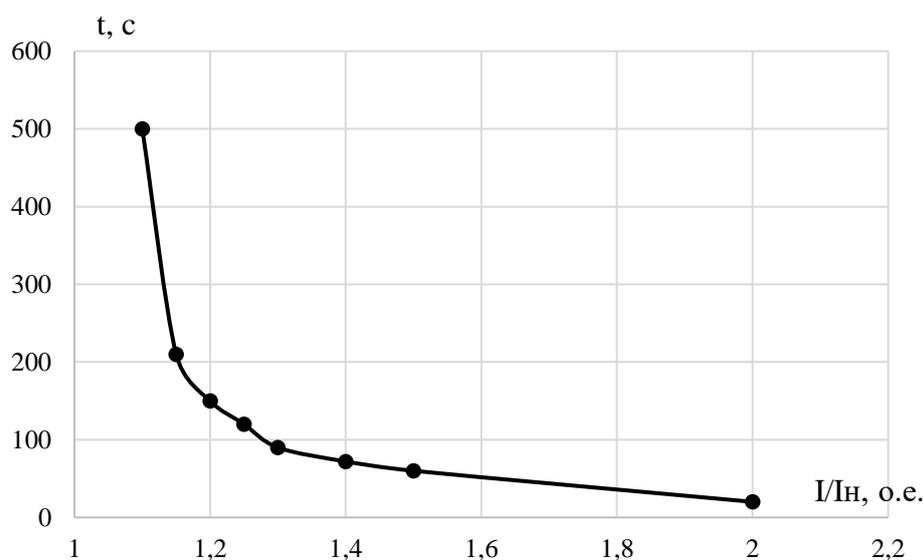


Рисунок 5.6 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{2,1 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,143 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.50)$$

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

### 5.5 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Исходя из расчёта уставок, для защит силового оборудования главной схемы Манской ГЭС и линий электропередачи предполагается установка современных микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики производства ООО НПП «ЭКРА» [26]. Благодаря блочной конструкции цифровых терминалов и модульному программному обеспечению, микропроцессорные защиты обеспечивают высокую адаптацию к конкретной первичной схеме станции в зависимости от объёма защищаемого оборудования и различных режимов его работы.

Наличие функций непрерывного самоконтроля и диагностики обеспечивают высокую готовность микропроцессорных защит при наличии требования к срабатыванию, а использование высоко интегрированных и высоконадёжных микросхем – повышенную надёжность аппаратной части защиты.

## 5.6 Таблица уставок и отключений защит

В данном пункте приведена таблица уставок защит таблица 5.7 и таблица матрица отключений таблица 5.8.

Таблица 5.7 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{CP.O}$	$0,15 \cdot I_H$	0,67 А	
		Коэффициент торможения, $K_T$	0,3	-	
		Уставка начального торможения, $I_{HT}$	$0,5 \cdot I_H$	2,25 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	6,74 А	
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$	$U_{01G}$	-	5 В
		$t_2$	$U_{0G}$	-	15 В
	$U_{03}$	Коэффициент торможения, $K_T$	1,3	-	
ЗПН	$U >$	2 ступень	$U_{CP2}$	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	$U_{CP1}$	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,31 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,67 А
		ОТС I	$I_{2СЗ}$	$0,21 \cdot I_H$	0,94 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	4,80 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	4,94 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,429 \cdot I_{НОМ}$	6,42 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	$Z_I$	0,08	1,04 Ом
		2 ступень	$Z_{II}$	0,35	2,22 Ом
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО	$I_P СИГН.$	$1,07 \cdot I_{НОМ.P}$	3,22 А
		ПО	$I_P ПУСК.$	$1,1 \cdot I_{НОМ.P}$	3,31 А
		Отсечка	$I_P ПУСК.$	$2,143 \cdot I_{НОМ.P}$	6,45 А

Таблица 5.8 – Матрица отключений защит

Действие Защиты		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-220 и В-ТСН	Отключение ШСВ - 220	Предупредительный сигнал	
Наименование	Обозначение								
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	+	+	+	+				
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$						+	
		$t_2$	+	+	+				
	$U_0$	$t$	+	+	+				
ЗПН	$U >$	1 ступень $t_1$	+	+					
		2 ступень $t_2$	+	+					
Защита обратной последовательности от несимметричных КЗ и перегрузок	$I_2$	СО						+	
		ИО		+	+				
		ОТС I	$t_1$					+	
			$t_2$				+		
	$t_3$	+	+						
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО						+	
		ИО		+	+				
		ОТС	$t_1$					+	
			$t_2$				+		
$t_3$	+		+						
ДЗ	$Z <$	1 ступень	$t_1$				+		
			$t_2$	+	+	+			
		2 ступень	$t_1$					+	
			$t_2$				+		
			$t_3$	+	+				
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО						+	
		ИО		+	+				
		Отсечка		+	+				

## 6 Компонировка и сооружение гидроузла

### 6.2 Выбор класса гидротехнического сооружения

Теоретическая высота плотины равна  $\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дно}} = 54\text{ м}$ , тип основания А, отсюда следует III класс ГТС. Установленная мощность ГЭС составляет 412 МВт, что свидетельствует о II классе ГТС. В НБ в результате возможной аварии могут пострадать 1011 человек, проживающих в посёлке Мана. А также 269 человек, проживающих в деревне Кой. (II класс). Ущерб материальный оценивается в 3 млрд. руб. (II класс).

Исходя из полученных данных назначаем класс гидротехнических сооружений II.

### 6.3 Определение отметки гребня плотины

Так как ширина створа 342,0 м, выполним глухие плотины из бетона.

Максимальная скорость ветра в районах проектирования гидроузла составляет  $V_w = 26\text{ м/с}$ .

Длина разгона волны, исходя из карты со спутника составила,  $L = 2500\text{ м}$ .

За отметку гребня бетонной плотины  $\nabla_{\text{ГБП}}$  принимается отметка, высчитанная по формуле:

$$\nabla_{\text{ГБП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_{1\%} + a, \quad (6.1)$$

где  $a$  - величина запаса, для II класса составляет 0,7 м.

Высота волны 1%:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i, \quad (6.2)$$

где  $\bar{h}$  – средняя высота волны, м;

$K_i$  – коэффициент, определяемый по графику [27, Приложение 1, табл.2];

$g$  – ускорение свободного падения;

$L$  – длина разгона волны, м;

$V_w$  – максимальная скорость ветра, м/с;

Для дальнейшего расчёта определим безразмерные комплексы:

$$\frac{g \cdot L}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 2500}{26^2} = 36,3; \quad (6.3)$$

$$\frac{g \cdot t}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 6 \cdot 60 \cdot 60}{26} = 8149,8, \quad (6.4)$$

где  $t$  – время разгона волны, равное 6 часов.

С помощью полученных значений из графика [27, Приложение 3] определяется период волны, время за которое развивается одна длина волны, для этого найдём следующие величины, сведённые в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 – Элементы ветровых волн в глубоководной и мелководной зонах

$\frac{g \cdot L}{V_w^2}$		$\frac{g \cdot t}{V_w}$	
$\frac{g \cdot T_{cp}}{V_w}$	$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$	$\frac{g \cdot T_{cp}}{V_w}$	$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$
1,85	0,018	1,34	0,023

Для определения среднего периода волны  $T_{cp}$  и средней высоты волны  $\bar{h}$  используем наименьшие значения:

$$T_{cp} = \frac{1,85 \cdot V_w}{g} = \frac{1,85 \cdot 26}{9,81} = 4,90 \text{ с}; \quad (6.5)$$

$$\bar{h} = \frac{0,018 \cdot V_w^2}{g} = \frac{0,018 \cdot 26^2}{9,81} = 1,24 \text{ м} \quad (6.6)$$

Длина волны:

$$\bar{\lambda} = \frac{g \cdot T_{cp}^2}{2 \cdot \pi} = \frac{9,81 \cdot 4,90^2}{2 \cdot 3,14} = 37,55 \text{ м} \quad (6.7)$$

Средняя высота водохранилища:

$$d = \frac{\nabla_{НПУ} - \nabla_{дно}}{2} = \frac{740,0 - 686,0}{2} = 27 \text{ м} \quad (6.8)$$

Необходимо выполнить проверку, удовлетворяющую следующему условию:

$$d > 0,5\bar{\lambda} \rightarrow 27 > 37,55 \cdot 0,5 \rightarrow 27,5 \text{ м} > 18,78 \text{ м} \quad (6.9)$$

Условие выполнено, расчёты подтверждены.

Определяем высоту волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 1,24 \cdot 2,1 = 2,67 \text{ м}, \quad (6.10)$$

где  $K_i = 2,1$  – коэффициент, определяемый исходя графика [27, Приложение 1, рис.2] и значения  $\frac{g \cdot L}{V_w^2}$ .

Отметка гребня плотины:

$$\nabla_{ГБП} = \nabla_{НПУ} + h_{1\%} + a = 740,0 + 2,67 + 0,7 = 744,20 \text{ м} \quad (6.11)$$

Высота плотины:

$$\nabla_{\text{ГБП}} - \nabla_{\text{дно}} = 744,20 - 686,00 = 59,37 \text{ м} \quad (6.12)$$

## 6.4 Гидравлические расчёты

### 6.4.1 Выбор максимальных расчетных расходов для основного и поверочного расчетных случаев

В соответствии со II классом ГТС  $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = Q_{1\%}$ , а  $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}} = Q_{0,1\%}$ , при расходе  $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = 3967 \text{ м}^3/\text{с}$  отметка УНБ 702,15м, при расходе  $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}} = 4452 \text{ м}^3/\text{с}$  отметка УНБ 703,00м.

Для установления возможности пропуска паводка через гидроагрегаты определяем напор на сооружение при основном и поверочном расчетном случае:

$$H_{\text{осн}} = \nabla \text{НПУ} - \text{УНБ}(Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}}) = 740,00 - 702,15 = 37,85 \text{ м}; \quad (6.13)$$

$$H_{\text{пов}} = \nabla \text{ФПУ} - \text{УНБ}(Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}}) = 742,00 - 703 = 39,00 \text{ м} \quad (6.14)$$

Напоры больше, чем минимальный.

Паводок может быть пропущен через гидроагрегаты. Определяем расход через один гидроагрегат при основном  $Q_{\text{осн}}^{\text{га}}$  и поверочном  $Q_{\text{пов}}^{\text{га}}$  расчетном случае, используя формулу мощности:

$$Q_{\text{га}}^{\text{осн}} = \frac{N_{\text{га}} [\text{кВт}]}{9,81 \cdot (H_{\text{осн}} - \Delta h) \cdot \eta} = \frac{478000}{4 \cdot 9,81 \cdot (37,85 - 0,45) \cdot 0,93} = 350,22 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (6.15)$$

$$Q_{\text{га}}^{\text{пов}} = \frac{N_{\text{га}} [\text{кВт}]}{9,81 \cdot (H_{\text{пов}} - \Delta h) \cdot \eta} = \frac{478000}{4 \cdot 9,81 \cdot (39 - 0,45) \cdot 0,93} = 339,78 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.16)$$

Количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов -  $m$ , должно быть не более  $m = (n - 1) = 4 - 1 = 3$  при числе гидроагрегатов ГЭС  $n \leq 6$ .

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} = 350 \cdot 3 = 1050 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} = 340 \cdot 3 = 1020 \text{ м}^3/\text{с}$$

Расчетный расход воды через водосливную плотину для основного расчетного случая составляет:

$$Q_{\text{расч}}^{\text{осн}} = Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} - Q_c \quad (6.17)$$

Получим по формуле (6.17):

$$Q_{\text{расч}}^{\text{осн}} = 3967 - 1051 - 1112,4 = 1803,6 \text{ м}^3/\text{с}$$

Для поверочного:

$$Q_{\text{расч}}^{\text{пов}} = Q_{\text{макс. расч}}^{\text{пов}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} - Q_c = 4452 - 1019 - 1112,4 = 2320,6 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}; \quad (6.18)$$

$$Q_c = \frac{V_{\text{по}} + V_{\text{пр}}}{T_{\text{ср}}} = (11,1 + 6,2) \cdot \frac{10^9}{15552000} = 1112,4 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.19)$$

#### 6.4.2 Расчет пропускной способности гидроузла, включая заглубленные водопропускные отверстия

Задаемся диаметром водовыпускного отверстия  $D$  от 1 до 5 м принимаем  $D = 3,0$  м. Принимаем отметку центра выходного сечения водовыпуска ЦО выше потолка галереи не менее  $D/2 + 2 \text{ м} = 1,5 + 2 = 3,5$  м:

$$\text{Отм. ЦО} = \text{отм. пола галереи} + \text{высота галереи} + 3,5 = 686,00 + 3,5 + 3,5 = 693,00 \quad (6.20)$$

Напор над центром выходного сечения водовыпуска:

$$H = \frac{(\text{НПУ} + \text{УМО})}{2} - \text{отм. ЦО} = \frac{(740,00 + 726,06)}{2} - 693,00 = 40 \text{ м} \quad (6.21)$$

Определяем расход через отверстие:

$$q_{\text{ВВ}} = \mu \omega \sqrt{2gH} = 0,8 \cdot 7,1 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 40} = 158,3 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (6.22)$$

где  $\mu$  - коэффициент расхода 0,8;

$\omega$  - площадь водовыпускного отверстия при  $D=3\text{м}$ :

$$\omega = \pi R^2 = 3,14 \cdot 1,5^2 = 7,1 \text{ м}^2 \quad (6.23)$$

Определяем количество водовыпускных отверстий, необходимое для пропуска расчетного расхода  $Q_{\text{ср}}$ :

$$n = \frac{Q_{\text{ср}}}{q_{\text{ВВ}}} = 1112,4/156,8 = 7,09 \quad (6.24)$$

Принимаем 7 отверстий диаметром 3,0 м.

#### 6.4.3 Расчет параметров водосливной плотины

Определяем удельный расход на рисберме:

$$q_p = [v_p] h_{нб}, \quad (6.25)$$

где  $h_{нб}$  – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой УНБ = f ( $Q_{нб}$ ) при  $Q_{\text{макс. расч}}^{\text{осн}}$ ;

$[v_p]$  – допустимая скорость на рисберме, принимаем  $[v_p] = 2$  м/с

Глубина в нижнем бьефе  $h_{нб} = 702,15 - 686,00 = 16,15$  м

$$q_p = 2 \cdot 16,15 = 32,3 \text{ м}^2/\text{с}$$

Определяют удельный расход на водосливе:

$$q_b = 1,25 q_p = 1,25 \cdot 32,3 = 40,37 \text{ м}^2/\text{с} \quad (6.26)$$

Ширина водосливного фронта  $B = \Sigma b$ :

$$B = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{q_b} = \frac{1803,6}{40,37} = 44,67 \text{ м} \quad (6.27)$$

Принимаем 3 пролета шириной  $b = 15$  м.

Расчетная ширина водосливного фронта  $B$  равна  $3 \times 15 = 45$  м.

Без учета сжатия и подтопления:

$$H_{01\text{осн}} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot b \cdot n \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{1803,6}{0,49 \cdot 15 \cdot 3 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,99 \text{ м} \quad (6.28)$$

С учетом сжатия и подтопления:

$$H_{02\text{осн}} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot b \cdot n \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{1803,6}{0,49 \cdot 1 \cdot 15 \cdot 3 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,23 \text{ м}, \quad (6.29)$$

где  $\sigma$  – коэффициент подтопления [28, раздел 6-3] ( $\sigma = 1$ );

$\varepsilon$  – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа потока в пролет:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \left[ \frac{\xi_y + (n-1)\xi_6}{n} \right] \frac{H_0}{b} = 1 - 0,2 \left[ \frac{0,7 + (3-1)0,45}{3} \right] \frac{6,99}{15} = 1 \quad (6.30)$$

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 7,23 - \frac{1,1 \cdot 0,65^2}{2 \cdot 9,81} = 7,2 \text{ м}; \quad (6.31)$$

$$V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дно}})(B + (n-1)\delta_B)} = \frac{1803,6}{(740,00 - 686,00) \cdot (45 + (3-1) \cdot 3)} = 0,66 \text{ м/с}, \quad (6.32)$$

где  $\delta_B$  – толщина быка, которая зависит от конструкции затворов и размеров перекрываемых водосливных отверстий, принимаем разрезной бык  $\delta_B = 3$  м.

Назначают  $H_{ст}$  – ближайший к вычисленному  $H$  в соответствии с техническим регламентом (4; 4,5; 5,0; 5,5; 6,0; 7,0; 8,0; 9,0; 10,0; 12,0; 14,0; 16,0; 18,0; 20,0 м), принимаем  $H_{ст}=7$  м.

Отметку гребня водослива определяют по формуле:

$$\nabla_{ГВ} = \nabla_{НПУ} - H_{ст} = 740,00 - 7 = 733,00 \quad (6.33)$$

#### 6.4.4 Проверка пропуска расхода для поверочного случая

Определяют напор над гребнем водослива при пропуске расхода поверочного расчетного случая (при ФПУ) без учета сжатия и подтопления:

$$H_{01пов} = \left( \frac{Q_{расч}^{пов}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{2320,6}{0,49 \cdot 45 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 8,26 \text{ м} \quad (6.34)$$

Вычисляют напор над гребнем водослива с учетом сжатия и подтопления:

$$H_{02пов} = \left( \frac{Q_{расч}^{пов}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_{п} \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{2320,6}{0,49 \cdot 0,95 \cdot 45 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 8,55 \text{ м} \quad (6.35)$$

Напор на гребне водослива:

$$H_{пов} = H_{в}^{пов} - \frac{\alpha \cdot V^2}{2g} = 8,26 - \frac{1,1 \cdot 0,81^2}{2 \cdot 9,81} = 8,51 \text{ м}; \quad (6.36)$$

$$V_0^{пов} = \frac{Q_{расч}^{пов}}{(\nabla_{ФПУ} - \nabla_{дно})(B + (n-1)\delta_B)} = \frac{2320,6}{(742 - 686) \cdot (45 + (3-1) \cdot 3)} = 0,81 \text{ м/с} \quad (6.37)$$

Определяют расчетную отметку форсированного уровня, т.е. отметку при которой поверочный расход может быть пропущен через водослив:

$$\nabla_{ФПУ_p} = \nabla_{ГВ} + H_{пов} = 733 + 8,51 = 741,51 \quad (6.38)$$

Расчетная отметка форсированного уровня должна быть равна или меньше заданной отметки ФПУ, в противном случае эту отметку повышают до отметки ФПУ<sub>р</sub>. Принимаем отметку ФПУ 742,00

### 6.4.5 Построение оголовка профиля водосливной грани

Определяем координаты оголовка водослива. Далее табличные координаты  $x$  и  $y$  [28, таблица 6-12] умножаем на  $H_{ст} = 7$  м, полученные значения заносим в таблицу 6.2 и строим кривую, приведенную на рисунке 6.1.

Таблица 6.2 - Координаты для построения оголовка водосливной плотины

Номер точки	$x$	$y$	$x \cdot H_{ст}$	$y \cdot H_{ст}$
1	0	0,126	0	0,882
2	0,1	0,036	0,7	0,252
3	0,2	0,007	1,4	0,049
4	0,3	0	2,1	0
5	0,4	0,006	2,8	0,042
6	0,5	0,027	3,5	0,189
7	0,6	0,06	4,2	0,42
8	0,7	0,1	4,9	0,7
9	0,8	0,146	5,6	1,022
10	0,9	0,198	6,3	1,386
11	1	0,256	7	1,792
12	1,1	0,321	7,7	2,247
13	1,2	0,394	8,4	2,758
14	1,3	0,475	9,1	3,325
15	1,4	0,564	9,8	3,948
16	1,5	0,661	10,5	4,627
17	1,6	0,764	11,2	5,348
18	1,7	0,873	11,9	6,111
19	1,8	0,987	12,6	6,918
20	1,9	1,108	13,3	7,778

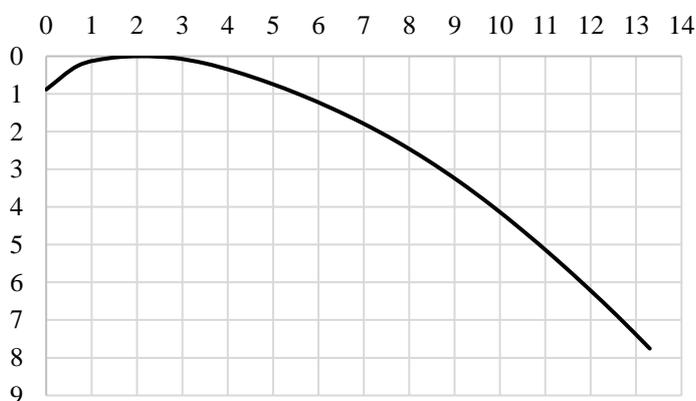


Рисунок 6.1 – Оголовок профиля водосливной плотины

Отметку верха быка (гребня плотины) вычисляют по формуле:

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГВ} + 1,6 \cdot H_{ст} = 733 + 1,6 \cdot 7 = 744,20 \quad (6.39)$$

### 6.4.6 Расчет сопряжения потока в НБ при донном режиме

Расчет произведен согласно справочнику [28, раздел 9-9] Вычисляем полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дно}} = 740,00 - 686,00 = 54 \text{ м} \quad (6.40)$$

Критическая глубина потока с учетом всех водопропускных отверстий:

$$h_{\text{кр}} = \sqrt[3]{\frac{\alpha q_p^2}{g \cdot (B + \sum \delta_6)^2}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 1803,9^2}{9,81 \cdot (45+9)^2}} = 5,00 \text{ м}, \quad (6.41)$$

где  $\alpha$ -коэффициент Кориолиса, равный 1,1;

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дно}} = 740,0 - 686,0 = 54,0 \text{ м} \quad (6.42)$$

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{\text{кр}}} = \frac{54,0}{5,00} = 10,80 \text{ м} \quad (6.43)$$

Определяем глубину  $h_c$  в сжатом сечении при  $\varphi = 0,9$  (для водослива практического профиля с криволинейным очертанием сливной грани и гладкой поверхностью) и глубину  $h_c''$  – второй сопряжённой со сжатой, в зависимости от величины  $\xi_{T_0}$ , определяю  $\xi_c = 0,243$  и  $\xi_c'' = 2,80$

Отсюда, сопряжённые глубины:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{\text{кр}} = 0,243 \cdot 5,002 = 1,22 \text{ м}; \quad (6.44)$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{\text{кр}} = 2,80 \cdot 5,002 = 14,01 \text{ м} \quad (6.45)$$

Глубина в НБ при основном расходе  $Q_{1\%}$ ,  $h_{\text{НБ}} = 16,2 \text{ м}$ .

$$h_c'' < h_{\text{НБ}}$$

Следовательно, прыжок затопленный.

Толщина водобойной плиты может быть определена по формуле В.Д. Домбровского:

$$\delta_B = 0,15 v_c \sqrt{h_c'}, \quad (6.46)$$

где  $h_c' = 1,22 \text{ м}$ ;

$v_c$  – скорость воды в сжатом сечении:

$$v_c = Q_p / \omega_c, \quad (6.47)$$

где  $\omega_c$  – площадь потока в сжатом сечении:

$$\omega_c = h_c \cdot (B + (n - 1)\delta_6) \quad (6.48)$$

Тогда по формуле (6.46):

$$\delta_6 = 0,15 \cdot \frac{1803,6}{1,22 \cdot (45 + (3-1) \cdot 3)} \sqrt{1,22} = 0,15 \cdot 74,14 \cdot \sqrt{1,22} = 4,02 \text{ м}$$

Длина водобоя при наличии на нём гасителей:

$$l_6 = (0,8 \div 1,0) l_{\text{пр}}, \quad (6.49)$$

где  $l_{\text{пр}}$  – длина прыжка (горизонтальная проекция вальца):

$$l_{\text{пр}} = 2,5(1,9h_c'' - h_c') = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 14,01 - 1,22) = 63,48 \text{ м} \quad (6.50)$$

Принимаем  $l_6 = 0,8 \cdot 63,48 = 50,79 \text{ м}$ .

## 6.5 Конструирование плотины

### 6.5.1 Определение ширины подошвы

Наиболее экономичным вариантом является треугольный профиль гравитационной плотины, имеющий минимальную ширину понизу. Этот профиль должен удовлетворять двум условиям: отсутствие растягивающих напряжений в плотине и устойчивости ее против сдвига по основанию.

Из условия недопущения растягивающих напряжений принимаем заложение низовой грани 0,7, тогда ширина подошвы плотины:

$$B = 0,7 \cdot h = 0,7 \cdot 58,9 = 41,23 \text{ м} \quad (6.51)$$

Высота плотины  $h$  равна:

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}}, \quad (6.52)$$

где  $\nabla_{\text{под}}$  – отметка подошвы, м:

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дно}} - \delta_6 = 686 - 4,9 = 681,1 \text{ м}, \quad (6.53)$$

где  $\delta_6$  – толщина водобойной плиты.

По формуле (6.52) получим:

$$h = 740 - 681,1 = 58,9 \text{ м}$$

### 6.5.2 Разрезка бетонных плотин швами

В плотинах швы устраивают для обеспечения монолитности бетона секций плотины при неравномерном распределении температуры в теле плотины и разной осадке соседних секций.

При проектировании бетонных плотин на скальных основаниях предусмотрена их разрезка поперечными межсекционными швами с шагом 16,5 м, швы принимаю 1 см на расстоянии 5 м от лицевых граней и гребня, а внутри плотины 0,3 см.

### 6.5.3 Быки

На водосливе устраивают быки для деления водосливного фронта на пролеты и для установки затворов. Быки будут выдвинуты в верхний бьеф для установки крана и организации площадки хранения ремонтных затворов.

Толщина разрезного быка  $\delta_6 = 3$  м. Толщина пазового перешейка быка 0,8 м.

Пазы аварийно-ремонтных затворов принимаю равными  $a = c = 0,5$  м, пазы рабочих затворов  $n = m = 0,7$  м.

Пазы аварийно-ремонтных затворов со стороны верхнего бьефа размещаю на расстоянии 1 м от рабочего затвора, для обеспечения удобных условий во время ремонтных работ на рабочих затворах.

### 6.5.4 Устои

Устои предназначены для защиты берега от размыва водой, сбрасываемой через водослив.

В проекте устраиваю отдельный устой длиной 20 м, который отделяет водосливную плотину от стационарной части плотины.

### 6.5.5 Дренаж тела бетонных плотин

Вдоль напорной грани предусматривается устройство дренажа в виде вертикальных скважин. Диаметр вертикальных дренажных скважин принимаю 30 см, расстояние между осями дрен 3 м.

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа должно быть не менее 2 м при соблюдении условия:

$$a_{др} \geq \frac{H_{max} \cdot \gamma_n}{I_{кр,м}}, \quad (6.54)$$

где  $H_d$  – напор над расчётным сечением;

$\gamma_n$  – коэффициент надёжности по ответственности сооружения, равен 1,2 (для плотин II класса);

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

$$H_{max} = \nabla_{НПУ} - \nabla_{дно} = 740 - 686 = 54 \quad (6.55)$$

Минимальное допустимое расстояние от напорной грани до дренажа:

$$a_{др} \geq \frac{54 \cdot 1,2}{25} = 2,6 \text{ м} \quad (6.56)$$

Расстояние от напорной грани до вертикальной дренажной скважины принимаем 2,6 м, что удовлетворяет условию  $a_{др} \geq 2$  м.

### 6.5.6 Галереи в теле плотины

В теле плотины устраиваются смотровые продольные и поперечные галереи. Одну из продольных галерей спроектируем выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотины.

Размеры продольных галерей принимаются:

- Смотровая галерея – 2,0 x 2,5 м,
- Цементационная галерея и для дренажа – 3,0 x 3,5 м.

Шаг смотровых галерей по высоте – 10 м.

### 6.5.7 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины

В основании плотины, стоящей на скале, для уменьшения фильтрационного давления устраиваем цементационную завесу.

Толщина противофильтрационной завесы должна быть:

$$\delta_{зав} > \frac{\Delta H_3 \gamma_n}{J_{кр,м}}, \quad (6.57)$$

где  $\Delta H_3$  – потери напора на завесе,

$\gamma_n$  – коэффициент надёжности по ответственности сооружения, равный 1,2 (для плотин II класса),

$J_{кр,м}$  – критический градиент напора на завесе, в скальных грунтах равный принимается равный 15.

Напор на цементационной завесе, отнесённый к максимальному напору, равен:

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

$$H_3 = 0,4H_{max} = 0,4 \cdot 36,6 = 14,64 \text{ м}; \quad (6.58)$$

$$H_{max} = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{УНБ}_{\text{мин}} = 740,00 - 701,40 = 36,6 \text{ м}, \quad (6.59)$$

где  $\nabla\text{УНБ}_{\text{мин}} = f(Q_{\text{вхк}} = 400 \text{ м}^3/\text{с}) = 701,4 \text{ м}$

Тогда потери напора на завесе равны:

$$\Delta H_3 = H_{max} - H_3 = 36,6 - 14,64 = 21,96 \text{ м} \quad (6.60)$$

Тогда толщина цементационной завесы (6.57):

$$\delta_{\text{зав}} \geq \frac{21,96 \cdot 1,2}{15} > 1,84 \text{ м}$$

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1) \cdot B_{\text{п}} = 0,087 \cdot 45,8 = 4 \text{ м}, \quad (6.61)$$

где  $B_{\text{п}}$  – ширина подошвы плотины.

Расстояние  $l_2$  должно быть больше радиуса цементации и не менее 4 м. Принимаю  $l_2 = 5 \text{ м}$ .

Глубина цементационной завесы:

$$h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,8) \cdot H_{max} = 0,52 \cdot 38,36 = 20 \text{ м} \quad (6.62)$$

Глубина дренажа:

$$h_{\text{др}} = (0,5 \div 0,7) \cdot h_{\text{зав}} = 0,6 \cdot 20 = 12 \text{ м} \quad (6.63)$$

Принимаем  $h_{\text{др}} = 12 \text{ м}$ .

Диаметр скважин для дренажа принимаем 0,2 м. с шагом 2 м.

Расстояние от оси цементной завесы до оси дренажа принимаем 4 м.

## 6.6 Определение основных нагрузок на плотину

### 6.6.1 Вес сооружения и затворов

Вес водосливной части плотины:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\text{Б}}}{b + \delta_{\text{Б}}} = \frac{1221,48 \cdot 15 \cdot 9,81 \cdot 24}{15 + 3} = 239654,38 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.64)$$

где  $S_{\text{пл}}$  – площадь поперечного сечения плотины (рассчитано в программе AutoCad);

$b$  – ширина пролета;

$\delta_B$  – толщина быка;

$\rho_B$  – плотность бетона.

Также определяем центр тяжести плотины.

Далее повторяем аналогичный расчет для быка:

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_B \cdot \rho_B \cdot g}{b + \delta_B} = \frac{1742,53 \cdot 3 \cdot 24 \cdot 9,81}{15 + 3} = 68376,88 \text{ кН/м} \quad (6.65)$$

Вес плоского затвора определим по формуле А.Р. Березинского:

$$Q_3 \approx 0,055 f \sqrt{f} g = 0,055 \cdot 142,5 \cdot \sqrt{142,5} \cdot 9,81 = 917,81 \text{ кН}, \quad (6.66)$$

где  $f$  – площадь затвора:

$$f = (\nabla \text{ФПУ} - \nabla \text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (742,0 - 733,0 + 0,5) \cdot 15 = 142,5 \text{ м}^2 \quad (6.67)$$

Приведем вес плоского затвора к 1 п.м. длины секции:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_B} = \frac{917,81}{15 + 3} = 50,99 \text{ кН/м} \quad (6.68)$$

### 6.6.2 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

- с верхнего бьефа:

$$W_{\text{ВВ}} = \frac{(\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{Под})^2}{2} \cdot \gamma_{\text{В}} = \frac{(740,00 - 681,19)^2}{2} \cdot 9,81 = 17294,58 \text{ кН/м} \quad (6.69)$$

- с нижнего бьефа:

$$W_{\text{НБ}} = \frac{(\nabla \text{УНБ}_{\text{min}} - \nabla \text{Под})^2}{2} \cdot \gamma_{\text{В}} = \frac{(701,4 - 681,19)^2}{2} \cdot 9,81 = 2042,74 \text{ кН/м} \quad (6.70)$$

### 6.6.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Эпюра взвешивающего давления принимается в виде прямоугольника от минимального уровня нижнего бьефа до подошвы при основном сочетании нагрузок и воздействий.

Сила взвешивающего давления для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$W_{\text{ВЗВ}} = \gamma_{\text{В}} \cdot B \cdot (\nabla \text{УНБ}_{\text{min}} - \nabla \text{Под}) = 9,81 \cdot 42,4 \cdot (701,4 - 681,19) = 8570,12 \text{ кН/м} \quad (6.71)$$

### 6.6.4 Сила фильтрационного давления

Расчет выполнен согласно [27]. Напор действующий на цем. завесу и дренаж:

$$H_{as} = 0,4H_d = 0,4 \cdot 38,6 = 15,44 \text{ м}; \quad (6.72)$$

$$H_{dr} = 0,15H_d = 0,15 \cdot 38,6 = 5,79 \text{ м}; \quad (6.73)$$

$$W_\phi = S_{эп} \cdot \gamma_B = 288 \cdot 9,81 = 2825,86 \quad (6.74)$$

Эюра фильтрационного давления гравитационной плотины с цементационной завесой в основании представлена на рисунке 6.2.

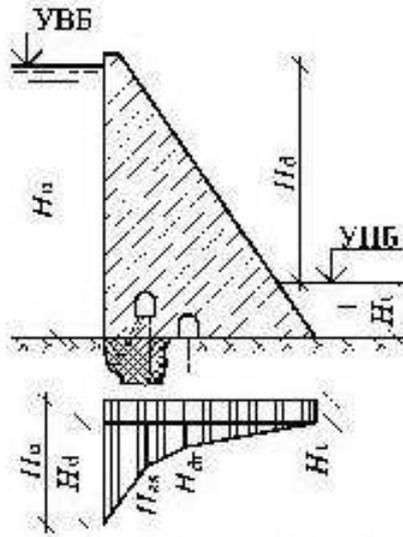


Рисунок 6.2 – Эюра фильтрационного давления

### 6.6.5 Давление грунта

Давление наносов на напорную грань:

$$P_H = \gamma_H^{взв} \cdot h_H \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_H}{2} \right), \quad (6.75)$$

где  $h_H$  - толщина слоя наносов, принимаем равное 3 м;

$\varphi_H$  - угол внутреннего трения наносов,  $\varphi_H = 30^\circ$ ;

$\gamma_H^{взв}$  - удельный вес наносов во взвешенном состоянии, принимается равным:  $\gamma_H^{взв} = 10 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}$ ;

$$P_H = 10 \cdot 3 \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{30}{2} \right) = 10 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3} \quad (6.76)$$

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.:

$$E_H = \frac{P_H \cdot h_H}{2} = \frac{10 \cdot 3}{2} = 15 \text{ кН} \quad (6.77)$$

Активное давление грунта основания со стороны ВБ:

$$P'_{гр} = \gamma_H^{ВЗВ} \cdot h_H \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right), \quad (6.78)$$

где  $\varphi_{гр} = 37^\circ$ ,  $c = 100$  кПа

$$P'_{гр} = 10 \cdot 3 \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{37}{2} \right) - 2 \cdot 110 \cdot tg \left( 45 - \frac{37}{2} \right) = -102,2 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \quad (6.79)$$

В точке на каждой границе слоя грунта толщиной  $h_{гр}$ , где действуют вес наносов и грунта, активное давление:

$$P''_{гр} = (\gamma_H^{ВЗВ} \cdot h_H + \gamma_{гр}^{ВЗВ} \cdot h_{гр}) \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) \quad (6.80)$$

Удельный вес взвешенного грунта:

$$\gamma_{гр}^{ВЗВ} = \gamma_{гр} - (1 - n_0) \gamma_w, \quad (6.81)$$

где  $\gamma_{гр}$  – удельный вес грунта основания,  $\gamma_{гр} = 25 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}$ ;

$n_0$  – пористость сухого грунта,  $n_0 = 0,005$ ;

$h_{гр}$  – толщина слоя грунта,  $h_{гр} = 2$  м;

$\varphi_{гр}$  – угол внутреннего трения грунта,  $\varphi_{гр} = 37^\circ$ ;

$\gamma_w$  – удельный вес воды.

Таким образом получим:

$$\begin{aligned} \gamma_{гр}^{ВЗВ} &= 25 - (1 - 0,005) \cdot 9,81 = 15,24 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3} \\ P''_{гр} &= (10 \cdot 3 + 15,24 \cdot 2) \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{37}{2} \right) - 2 \cdot 110 \cdot tg \left( 45 - \frac{37}{2} \right) = \\ &= -94,65 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \end{aligned} \quad (6.82)$$

Численное значение равнодействующего активного давления грунта на погонный метр:

$$E_a = \frac{P'_{гр} + P''_{гр}}{2} = \frac{-102,2 - 94,65}{2} = -98,43 \text{ кН} \quad (6.83)$$

Так как значение равнодействующей активного давления грунта отрицательно, то его не учитываем в дальнейших расчётах.

### 6.6.6 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления при основном и особом сочетании нагрузок и воздействий может быть определена по формуле А.Л. Можевитинова:

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \gamma_{\text{в}} \cdot h_{1\%} \cdot \left( \frac{\bar{\lambda}_d}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (6.84)$$

где,  $\bar{\lambda}_d$  – средняя длина волны,  $\bar{\lambda}_d = 37,55$ ;

$\bar{T}$  – средний период волны  $\bar{T} = 4,90$ ;

$h_{1\%}$  - высота волны 1% обеспеченности  $h_{1\%} = 2,66$ ;

$h_0$  – средняя высота волны, считается по формуле:

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}_d} = \frac{3,14 \cdot 1,68}{16,12} = 0,59 \text{ м} \quad (6.85)$$

По формуле (6.84) получим:

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 9,81 \cdot 2,66 \cdot \left( \frac{37,55}{\pi} + \frac{0,59}{2} \right) = 163,36 \text{ кН}$$

Плечо силы  $W_{\text{волн}}$  относительно уровня покоя верхнего бьефа:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}_d}{2 \cdot \pi} - \frac{3}{8} \cdot h_{1\%} = \frac{37,55}{2 \cdot \pi} - \frac{3}{8} \cdot 2,66 = 4,97 \text{ м} \quad (6.86)$$

### 6.7 Оценка прочности плотины

Расчет прочности бетонной плотины производится по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Расчет производится без учёта температурных воздействий. Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Таким образом, в результате расчета определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности.

Исходя из практических соображений в расчете плотины сжимающие напряжения принимаются со знаком «-», а растягивающая со знаком «+». Для удобства расчетов составляется таблица 6.3, в которую внесены все нагрузки.

Точки приложения равнодействующих сил рассчитаны с помощью программы AutoCAD.

Таблица 6.3 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузки	$\gamma_f$	Направление силы	Сила, кН	Сила $\gamma_f$ , кН	Плечо, м	Момент, кН·м
$W_{\text{ВВ}}$	1	→	17294,58	17294,58	19,34	+302790,6
$W_{\text{НБ}}$	1	←	2042,74	2042,74	6,4	-13073,5
$G_{\text{пл}}$	0,95	↓	162846,0	154703,7	13,97	-2161210,7
$G_{\text{б}}$	0,95	↓	43164,0	41005,8	17,31	-709810,4
$W_{\text{вз}}$	1	↑	8570,12	8570,12	0	0,0

Окончание таблицы 6.3

Нагрузки	$\gamma_f$	Направление силы	Сила, кН	Сила $\gamma_f$ , кН	Плечо, м	Момент, кН·м
$W_\phi$	1	↑	2825,86	2825,86	11,2	+31649,6
$E_n$	1,2	→	7,00	8,40	1	+8,4
$W_{\text{волн}}$	1	→	163,36	163,36	4,98	+813,0
$q_z$	0,9	↓	50,99	45,89	20,5	-940,8
$W_{\text{пр}}$	1	↓	162620,4	162620,4	15	+2439305,6

$$\sum N = G_{\text{пл}} + G_b + q_z + W_{\text{пр}} - W_{\text{вз}} - W_\phi; \quad (6.87)$$

$$\sum N = 154703,7 + 41005,8 + 45,89 + 162620,4 - 8570,12 - 2825,86;$$

$$\sum N = 346979,8 \text{ кН};$$

$$\sum M = -78781,6 \text{ кН} \cdot \text{м}$$

Расчет краевых напряжений в горизонтальном сечении плотины у подошвы плотины (при расчете на 1 п.м.):

Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{\sum N}{B_{\text{под}}} + \frac{6 \sum M}{B_{\text{под}}^2}, \quad (6.88)$$

где  $\sum N$  – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

$\sum M$  – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

$B_{\text{под}}$  – ширина подошвы плотины.

$$\sigma_y^u = -\frac{346979,8}{42,4} + \frac{6 \cdot (-78781,6)}{42,4^2} = -8446,42 \text{ кПа};$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_b \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (6.89)$$

где  $H_d^u$  – напор расчетным сечением со стороны верхнего бьефа, 58,81;

$m_u = \text{tg} \alpha$  – тангенс угла между напорной гранью и вертикалью, 0.

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_b \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -588,13 \text{ кН/м}^2; \quad (6.90)$$

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_b \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0 \text{ кПа}; \quad (6.91)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_b \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -8446,42 \text{ кПа}; \quad (6.92)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_b \cdot H_d^u = -588,13 \text{ кПа} \quad (6.93)$$

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{\sum N}{B_{\text{под}}} - \frac{6 \sum M}{B_{\text{под}}^2} = -7920,55 \text{ кПа}; \quad (6.94)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_B \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = -2914,13 \text{ кПа}, \quad (6.95)$$

где  $H_d^t$  – напор расчетным сечением со стороны нижнего бьефа, 9,8;  
 $m_t = \text{tg} \alpha = \text{tg} 31^\circ = 0,6$  – тангенс угла между низовой гранью и вертикалью.

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_B \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = 4693,52; \quad (6.96)$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_B \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = -10736,7; \quad (6.97)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_B \cdot H_d^t = -98,02 \quad (6.98)$$

Расчеты сведены в таблицу 6.4.

Таблица 6.4 – Краевые напряжения

Напряжение	$\sigma_y$	$\sigma_x$	$\tau_{xy}$	$\sigma_1$	$\sigma_3$
Напорная грань	-8446,42	-588,13	0	-8446,42	-588,13
Низовая грань	-7920,55	-2914,13	4693,52	-10736,7	-98,02

### 6.7.1 Критерии прочности плотины и её основания

После определения напряжений для основного сочетания нагрузок, сооружение проверяется на прочность. Условия прочности:

1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3^t| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.99)$$

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

$\gamma_{lc}$  – коэффициент сочетания нагрузок, для основного расчетного случая  $\gamma_{lc} = 1$ ;

$\gamma_{cd}$  – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая  $\gamma_{cd} = 0,9$ .

$$R_b \geq \frac{1,20 \cdot 1 \cdot 10736,7}{0,9} = 14315 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \quad (6.100)$$

Таким образом, предварительно принимается бетон класса В12,5 с расчетным сопротивлением бетона на сжатие  $R_b = 16131 \text{ кН/м}^2$ .

$$16131 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 14315 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$$

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

$$\sigma_y^u < 0;$$

$$-8446,42 \text{ кН/м}^2 < 0$$

3) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_B \cdot H_d^u; \quad (6.101)$$

$$7920,55 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 0,25 \cdot 9,81 \cdot 58,81 = 144,24 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиям прочности.

### 6.7.2 Обоснование устойчивости плотины

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

При поступательной форме сдвига плотина устойчива, если выполняется условие:

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{1c}} \geq \gamma_n; \quad (6.102)$$

$$R = \sum N \cdot \text{tg}\varphi + c \cdot \omega; \quad (6.103)$$

$$R = 346979,8 \cdot 0,75 + 100 \cdot 42,4 = 247125,85 \frac{\text{кН}}{\text{м}},$$

где  $\text{tg}\varphi = 0,75$  – тангенс угла внутреннего трения для грунта основания;

$c = 100 \text{ кН/м}^2$  – сцепление грунта основания;

$\omega = B_{\text{под}} \cdot 1 = 42,4 \text{ м}^2$  – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчете на 1 погонный метр.

$$F = W_{\text{ВВ}} - W_{\text{НБ}} + W_{\text{волн}} + E_n; \quad (6.104)$$

$$F = 17294,85 - 2042,74 + 163,36 + 8,4 = 178043,97 \frac{\text{кН}}{\text{м}}$$

Тогда условие на сдвиг:

$$\frac{247125,85 \cdot 0,95}{178043,97 \cdot 1} \geq 1,318;$$

$$1,33 \geq 1,318$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости и не превышает 10% запас прочности (1,33). Значит, плотина устойчива.

## **7 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Манского ГУ. Охрана труда и противопожарная безопасность**

### **7.1 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства**

В период строительства предусмотрены мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по минимизации воздействия на окружающую среду непосредственно от строительства. При строительстве Манского ГУ выполняется выемка грунта в размере 186000 м<sup>3</sup> и складирование его в полезную насыпь, а также подготовка площадки к строительству, т.е. расчистка и планировка территории в размере 254 км<sup>2</sup>.

Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с работой автотранспорта, проведением различных видов строительных, земельных и бетонных работ. А также создание водохранилища, изменение ландшафтов, выбросы загрязняющих веществ и образование отходов.

При проектировании мероприятий по инженерной защите населенных пунктов должны быть предусмотрены технические мероприятия, исключающие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты.

Создание водохранилища будет сопровождаться такими процессами, как формирование нового гидрохимического, гидробиологического, водного, ледового и термического режимов.

### **7.2 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища**

Площадь водохранилища Манской ГЭС составляет 12 км<sup>2</sup>. В зону водохранилища входит 5,5 км<sup>2</sup> лесных массивов, следовательно, необходимы работы по удалению лесной растительности, а именно лесосводка.

В зоне затопления отсутствуют кладбища, скотомогильники и населенные пункты. Также отсутствуют сельхозугодия, пашни, производственные и социально-культурные объекты, поэтому мероприятия по подготовке зоны водохранилища сводятся к очистке зоны водохранилища от кустарниковой и древесной растительности. Все отходы от раскорчевки требуется убрать и сжечь.

### **7.3 Отходы, образующиеся при строительстве**

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительного-монтажных работ, при этом будет образовываться большое количество отходов.

Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме (Код отходов по ФККО – 2014 8 22 201 01 21 5).

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{856452 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 38540 \text{ т}, \quad (7.1)$$

где  $N$ - объем бетонных работ, м<sup>3</sup> (856452 м<sup>3</sup>);

$q$ - удельный норматив образования, % ( $q = 1,8\%$ );

$\rho$ - плотность бетона, т/м<sup>3</sup> ( $\rho = 2,5 \text{ т/м}^3$ ).

Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные (Код отходов по ФККО – 2014 4 61 010 01 20 5). Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с Приложением к сборнику Типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве (дополнение к РДС 82-202-96) Москва, Госстрой России, 1988г. , таблица 4, норма образования отходов арматуры составляет 1,0 %

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{124 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 2,48 \text{ т}, \quad (7.2)$$

где  $N$ - количество арматуры, т (124 т);

$q$ - удельный норматив образования, % ( $q = 1,0\%$ );

$\rho$ - удельный вес арматуры, т/м<sup>3</sup> ( $\rho = 2,0 \text{ т/м}^3$ ).

Таким образом в результате строительства будет образовано 38540 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 2,48 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

#### **7.4 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации**

Во избежание загрязнения нефтепродуктами вод реки и прилегающей территории на гидроэлектростанции должны быть выполнены и содержаться в исправном состоянии системы отвода поверхностных и подземных вод со всей территории (стоки, дренажи, канавы, водоотводящие каналы и др.) и очистные сооружения и устройства. Замасленные стоки ГЭС должны поступать на специальные маслоочистительные установки. В аварийной ситуации — в баки аварийного слива масла.

Производственные стоки, не требующие очистки (воды, идущие на охлаждение оборудования, и сточные воды от пожаротушения кабельных помещений) отводятся в нижний бьеф.

Для обеспечения надлежащего эксплуатационного и санитарно-технического состояния на территории ГЭС выполняются противооползневые, противообвальные, противоселевые и берегоукрепительные сооружения, контрольные скважины для наблюдения за режимом подземных вод и дренажи, предназначенные для отвода фильтрационной воды.

## **7.5 Пожарная безопасность**

На Манской ГЭС обязательны для выполнения следующие организационные мероприятия по обеспечению пожарной безопасности:

- обучение мерам пожарной безопасности путем проведения противопожарного инструктажа и прохождения пожарно-технического минимума;
- разработка и выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности;
- установление противопожарного режима, на территории, в производственных, административных и вспомогательных помещениях;
- назначение ответственных лиц за пожарную безопасность по каждому производственному участку и помещению;
- сообщение о каждом пожаре в местные органы пожарной безопасности, назначение комиссии для установления причин пожара и разработки противопожарных мероприятий.

Каждый работающий на ГЭС обязан четко знать и соблюдать установленные правила и инструкции пожарной безопасности, выполнять все противопожарные мероприятия на своем рабочем месте и в других помещениях и сооружениях ГЭС. При возникновении пожара немедленно сообщить вышестоящему руководителю или оперативному персоналу о месте пожара.

Персонал ГЭС несет ответственность за обеспечение пожарной безопасности. Лица, виновные в нарушении правил пожарной безопасности несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством.

Каждый объект станции оснащается системой пожарной сигнализации, с помощью которой осуществляется контроль за противопожарным состоянием защищаемого объекта.

Объектами водяного пожаротушения на Манской ГЭС являются:

- гидротурбины СВ-1160/135-60;
- силовые трансформаторы ТДЦ 225000/220-У1;
- кабельные сооружения: кабельные галереи, кабельные тоннели, кабельные шахты;
- станционное маслохозяйство.

## **7.6 Охрана 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, а также снижению производственного травматизма и заболеваемости.

Организационные мероприятия по обеспечению безопасности работ на Манской ГЭС составлены согласно правилам по охране труда при эксплуатации электроустановок. Такими мероприятиями являются:

- оформление работ нарядом-допуском, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе с учетом требований по назначению лица, ответственного за выдачу разрешения на подготовку рабочих мест и на допуск, и по выдаче такого разрешения не распространяется на выполнение работ по в электроустановках потребителей электрической энергии, кроме работ на ВЛ, КЛ, КВЛ, требующих координации со стороны персонала другой организации при измерении их эксплуатационного состояния;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место.

На ГЭС организацию работы по технике безопасности, охране труда должен осуществлять руководитель организации, руководители подразделений и производственных участков. Названные лица, в соответствии 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.

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

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, введённых уполномоченными органами государственной власти правил по охране труда (правил безопасности), 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, обеспечивающим 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.

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.

## **7.7 Безопасность ГТС**

Согласно СП 58.13330.2019 Гидротехнические сооружения на каждом гидротехническом сооружении должен быть организован постоянный и периодический контроль (осмотры, технические освидетельствования, обследования) технического состояния сооружения, а также определены уполномоченные лица, ответственные за контроль состояния и безопасную эксплуатацию сооружений, назначен персонал по техническому и технологическому надзору и утверждены его должностные обязанности.

Обеспечение надежности и безопасности эксплуатируемых гидротехнических сооружений должно осуществляться в соответствии с требованиями действующих нормативных технических документов и нормативно-правовых актов.

Виды контроля технического состояния сооружения должны осуществляться в соответствии с проектной и действующей эксплуатационной документацией (программы натурных наблюдений, включающие критерии безопасности гидротехнических сооружений, инструкции по ведению мониторинга состояния сооружений, программы специальных обследований и пр.).

Гидротехнические сооружения, авария или повреждения которых в процессе эксплуатации вызывают ЧС, должны подвергаться декларированию безопасности с разработкой в установленном законодательством порядке декларации безопасности гидротехнических сооружений.

## 8 Оценка экономических показателей

### 8.1 Оценка объемов реализации энергии и расходов

#### 8.1.1 Оценка объемов электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования. В таблице 8.1 представлена оценка объемов продаж электроэнергии.

Таблица 8.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2023	2024	2025	2026	2027
Установленная мощность	МВт	412	412	412	412	412
Число часов использования установленной мощности	Часы	4000	4000	4000	4000	4000
Выработка электроэнергии	МВт·ч	1920000	1920000	1920000	1920000	1920000
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1	1	1	1	1
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	19200	19200	19200	19200	19200
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	1900800	1900800	1900800	1900800	1900800
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	1110	1143	1175	1206	1235
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	2109,88	2172,61	2233,44	2292,36	2347,48
НДС к выручке	млн.руб	351,64	362,10	372,24	382,06	391,24

На основании вышеуказанных данных таблицы 8.1 можно сделать вывод о том, что выручка от реализации возрастает за счёт повышения тарифа на электроэнергию.

#### 8.1.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017-2042гг. (приказ «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9) с учетом реализованной электроэнергии.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;

— налог на воду.

Амортизационные отчисления определяются по каждому виду актива, в соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства) – 0,08%.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности.

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	122,5
Прочие	274,0	131,52
Итого по ГЭС		254,02

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в процентах, представлены в таблице 8.3.

Таблице 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт в процентах

Установленная мощность (МВт)	Этапы жизненного цикла проекта(лет)			
	От 1 до 5	От 6 до 15	От 16 до 25	Выше 25
От 400 МВт до 999 МВт	0,04	0,06	0,08	0,100

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс.руб/МВт	64,98
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб/МВт·ч	4,53
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб/МВт·ч	1,31
Итого		70,82

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт·ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Мана составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2023	2024	2025	2026	2027
Амортизационные отчисления, млн.руб.	16805,036	87,725	116,352	116,352	116,352
Расходы на страхование, млн.руб.	19,979	82,301	102,110	100,993	99,876
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	254,016	254,016	254,016	254,016	254,016
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	9,989	41,150	51,055	75,745	74,907
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	70,826	70,826	70,826	70,826	70,826
Налог на воду, млн.руб.	18,171	19,823	19,823	19,823	19,823
Итого, млн.руб.	17178,133	555,843	614,184	637,757	635,802

На основании вышеуказанных данных (таблица 8.5) можно сделать вывод о том, что текущие затраты зависят от расходов на страхование и ремонт производственных фондов, т. е. чем выше расход, тем выше текущие затраты.

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы на рисунке 8.1.

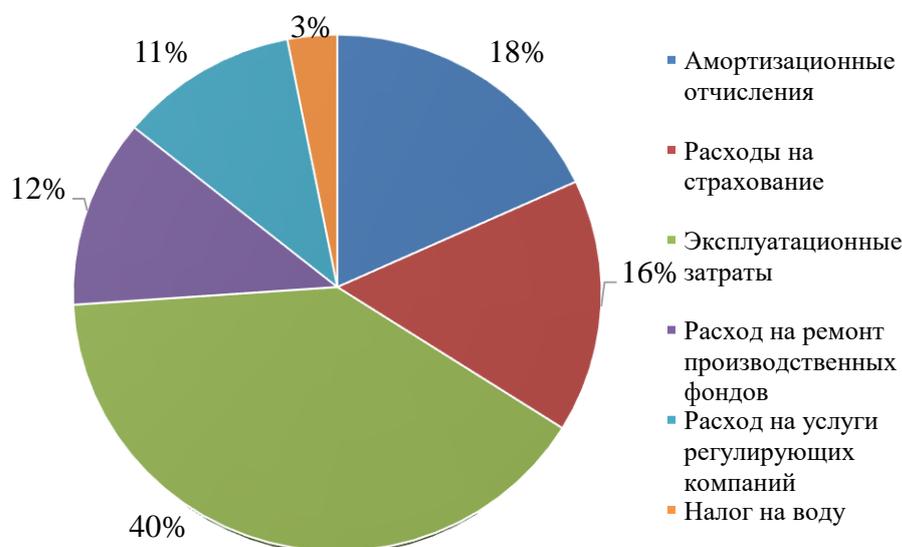


Рисунок 8.1– Структура текущих затрат по гидроузлу в процентах

По структуре видно, что наибольшая доля средств приходится на эксплуатационные затраты, так как на Манской ГЭС имеется множество оборудования, которое требует постоянный контроль и обслуживание.

### 8.1.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

- 1) Налог на прибыль – 20%;
- 2) НДС – 20%;
- 3) Взносы в социальные фонды – 34%;
- 4) Налог на имущество – 2,2%
- 5) Налог на воду на 1 тыс. кВт·ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2034	2035	2036	2037	2038
Налог на прибыль, млн.руб.	905,454	927,762	950,138	973,156	996,874
НДС, млн.руб.	1009,865	1031,661	1053,525	1076,031	1099,236
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	44,125	44,125	44,125	44,125	44,125
Налог на имущество, млн.руб.	211,712	209,153	206,593	204,033	201,473
Итого, млн.руб.	2171,158	2212,702	2254,382	2297,346	2341,709

Исходя из вышеуказанных данных таблицы 8.6 можно сделать вывод о том, что рост налоговых расходов происходит за счёт увеличения НДС и налога на прибыль.

## 8.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является конечным финансовым результатом от продажи электроэнергии генерирующей компании и в общем виде представляет разницу между ценой продукции и её себестоимостью.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2033	2034	2035	2036	2037
Выручка (нетто), млн.руб.	4952,367	5058,142	5167,412	5276,737	5389,558
Текущие расходы, млн.руб.	624,074	622,119	620,165	640,666	638,432
ЕВИТ(прибыль от налогообложения), млн.руб.	4428,393	4536,728	4648,558	4760,443	4875,824
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	883,846	905,454	927,762	950,138	973,156
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	3542,667	3629,382	3718,847	3808,354	3900,659
Ставка налога на прибыль, %	20	20	20	20	20

Исходя из вышеуказанных данных таблицы 8.7 можно сделать вывод о том, что рост чистой прибыли зависит от выручки, что может служить доказательством эффективности данного проекта.

Динамика чистой прибыли представлена на рисунке 8.2.

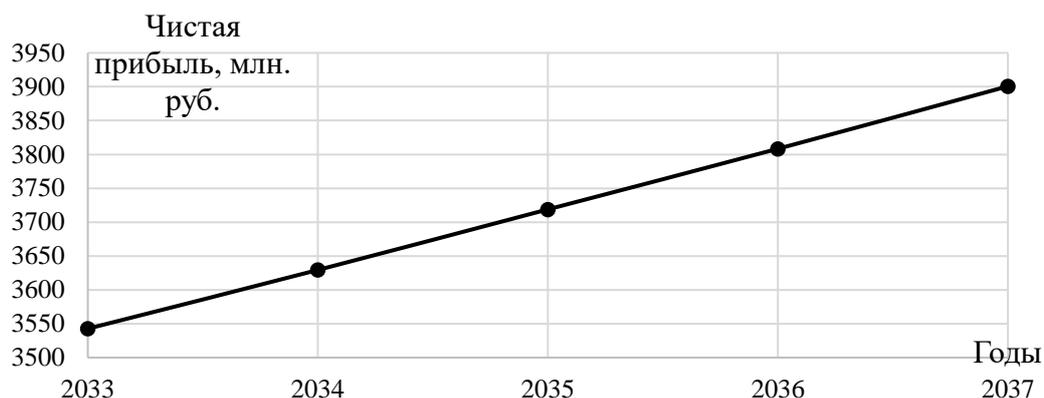


Рисунок 8.2 – Изменение суммы прибыли по проекту, млн. руб.

### 8.3 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017-2042гг.»)

#### 8.3.1 Методология, исходные данные

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

1. Чистый, дисконтированный доход
2. Индекс прибыльности

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

а) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных 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) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», 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) Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017-2042гг.»

Расчёты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

- 1) Период прогнозирования для Манской ГЭС составляет 30 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.
- 2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2021 года.

В течение прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

#### 8.4 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8-Показатели эффективности реализации проекта «Манской ГЭС на реке Мана»

Наименование	Данные на 2021г
Ставка дисконтирования	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	135
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	4 078,540
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,18
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	13,69
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт·ч	0,15
Удельные капиталовложения, руб/Квт	69397,2

Исходя из вышеуказанных данных таблицы 8.8 можно сделать вывод об эффективности реализации проекта, который окупится за небольшой срок 135 месяцев. Также индекс прибыльности является доказательством эффективности реализации проекта, который показывает уровень дохода и составляет 1,18.

#### 8.5 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений, величина которых показана в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2022	2023	2024	2025	2026
В федеральный бюджет, млн.Рублей	63,948	63,948	63,948	255,359	853,110
В региональный бюджет, млн.Рублей	89,018	257,540	232,190	229,631	227,071
Итого налоговых поступлений, млн.Рублей	152,966	321,489	296,139	484,990	1080,181

Исходя из вышеуказанных данных таблицы 8.9, что наибольшая часть от налоговых поступлений составляют поступления в федеральный бюджет, которые складываются из водного налога, налога на добавленную стоимость, взносы во внебюджетные фонды и налога на прибыль.

## 8.6 Анализ чувствительности

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности - метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины прогнозного тарифа к изменениям:

- а) Ставки налогов;
- б) Объема инвестиций;
- в) Объем сбыта;

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертом. Изменение величины чистого приведенного дохода (NPV) от ставки дисконтирования представлено на рисунке 8.3.

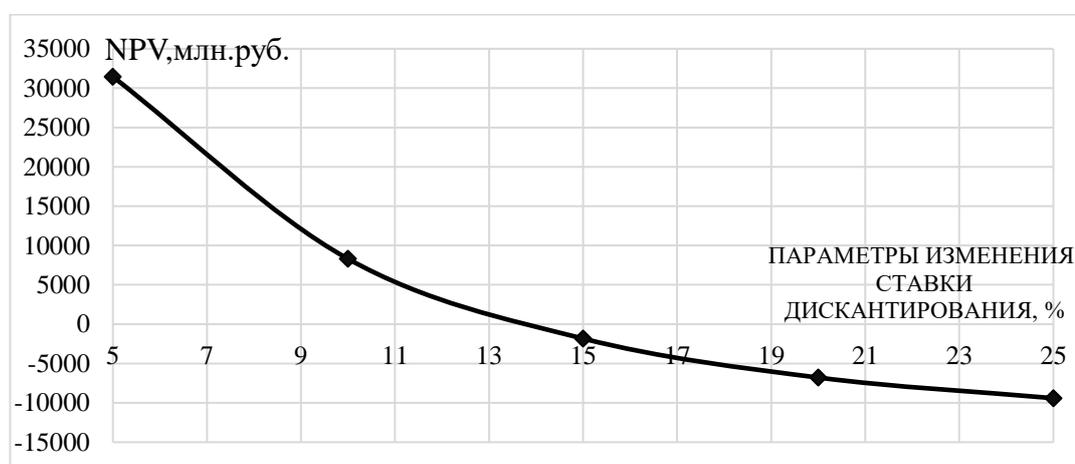


Рисунок 8.3 – Изменение величины NPV в зависимости от ставки дисконтирования

По данному графику видно, что чистый приведенный доход снижается с увеличением ставки дисконтирования.

Изменение величины чистого приведенного дохода (NPV) от цены сбыта представлено на рисунке 8.4.

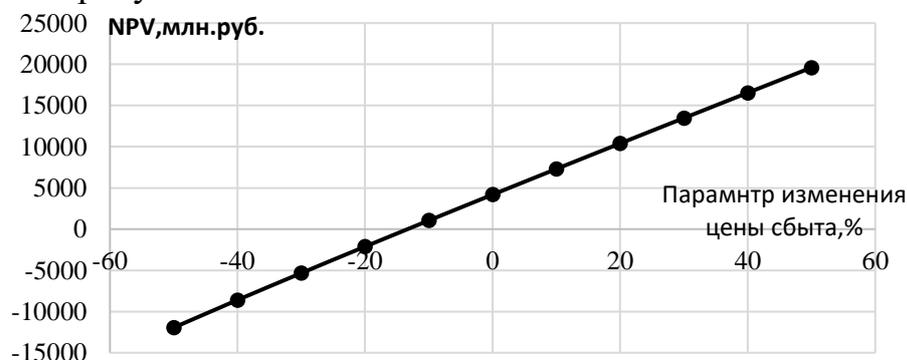


Рисунок 8.4 – Изменение величины NPV от цены сбыта

По вышеуказанному графику видно, что с увеличением цены сбыта увеличивается величина NPV.

Изменение величины чистого приведённого дохода (NPV) от объема инвестиций представлено на рисунке 8.5.

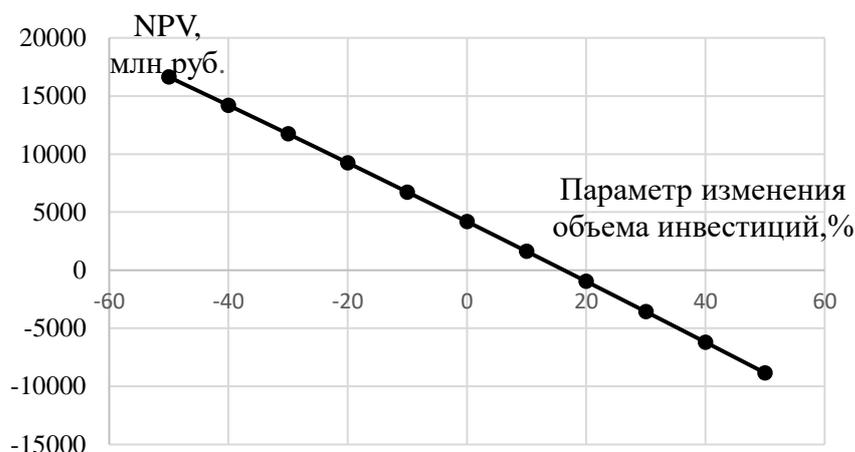


Рисунок 8.5 – Изменение величины NPV от объема инвестиций

По вышеуказанному графику видно, что с увеличением объема инвестиций снижается величина NPV.

Изменение величины индекса доходности (PI) от цены сбыта представлено на рисунке 8.6.

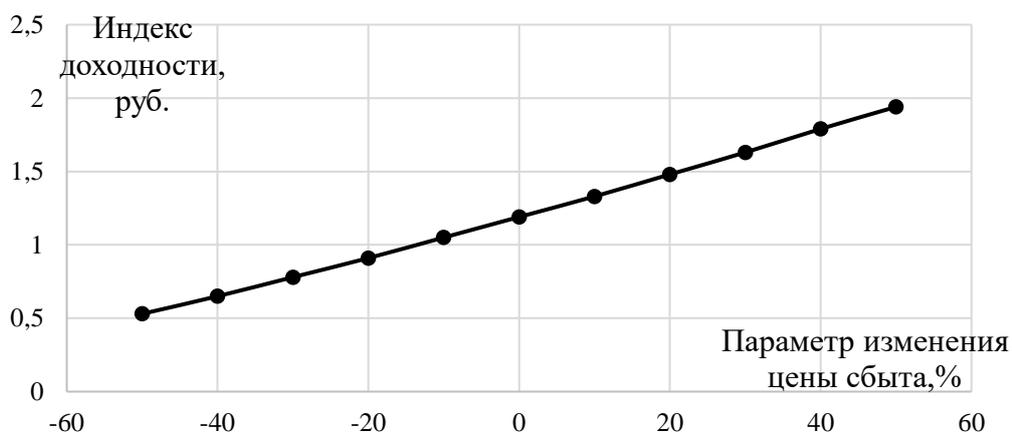


Рисунок 8.6 – Изменение индекса доходности в зависимости от изменения цены сбыта

По вышеуказанному графику видно, что с увеличением цены сбыта увеличивается величина NPV.

## 9 Опасные производственные объекты в составе оборудования ГЭС

### 9.1 Повышенный шум

При проектировании гидроэлектростанции и отдельных их объектов следует предусматривать проведение мероприятий, предотвращающих вредное воздействие на работающих шума, вибрации, ультразвука, ионизирующих излучений, электрических полей высокого напряжения, вредных химических веществ, неблагоприятного микроклимата, электромагнитных волн радиочастот и др.

Уровень шума в гидроэлектростанции близок к уровню шума, создаваемого самолетным двигателем. Воздействие таких высоких уровней шума также должно быть наблюдаемые относительно продолжительности, поскольку чем выше интенсивность, тем меньше должно быть время воздействия. Несмотря на то, что каждый человек подвержен слуховому старению, воздействие высоких уровней шума может ускорить этот процесс и принести непоправимый вред. Когда этот шум находится на рабочем месте, ситуация может стать "длительным ежедневным воздействием", "потерей слуха", если не будут приняты меры по борьбе с шумом, а также использована ротация работников и индивидуальная защита от повреждения слуха.

Воздействие высоких уровней шума на рабочем месте гидроэлектростанций всегда должно контролироваться.

Основными источниками повышенного уровня шума (выше 85 дБА) на гидроэлектростанции являются:

- генераторы, электродвигатели и другие электрические машины с вращающимися частями;
- силовые трансформаторы мощностью 100 МВ·А и выше;
- насосы различного назначения;
- центробежные вентиляторы;
- компрессоры;
- турбины;
- проточные части сооружений (водосбросы, трубопроводы);
- металлорежущие станки при обработке прочной стали, наждачные станки;
- воздушные выключатели.

Источником шума также является механизированный инструмент (пневмоинструмент, электрические дрели, сварочные агрегаты, шлифовальный инструмент и т.д.).

Объекты с допустимыми уровнями шума 65 дБА и ниже (пульта управления, лаборатории без собственных источников шума, административно-служебные помещения и др.) не следует размещать в непосредственной близости к помещениям и установкам с повышенным уровнем шума.

Оборудование с повышенным уровнем шума целесообразно устанавливать в отдельных звукоизолирующих помещениях или звукоизолирующих боксах.

Для снижения уровня шума оборудования необходимо использовать следующие средства:

- звукопоглощающую облицовку или штучные поглотители;
- виброизоляцию агрегатов от перекрытий;
- звукоизолирующие и вибродемпфирующие покрытия на поверхности трубопроводов, излучающих шум, звукоизоляцию мест прокладки технологических коммуникаций, связывающих помещение с повышенным уровнем шума с другими помещениями;
- звукоизолирующие кожухи, акустические экраны и выгородки.

Для предотвращения проникновения шума, уровень которого превышает нормы, на территорию ГЭС и прилегающую к ней территорию необходимо применять материалы и конструкции при проектировании кровли, наружных стен, остеклений, ворот и дверей, обеспечивающие снижение уровня шума, глушители шума в трактах газодинамических установок, излучающих шум в атмосферу (компрессоров, вентиляторов), звукоизолирующие облицовки каналов, излучающих шум в атмосферу, звукоизолирующие кожухи и экраны при открытом размещении оборудования с повышенным уровнем шума на территории ГЭС.

Для исключения вредного воздействия повышенного уровня шума на обслуживающий персонал следует использовать:

- звукоизолирующие кабины для дежурного персонала, мастеров по ремонту;
- комнаты отдыха;
- индивидуальные средства защиты органов слуха.

Кроме того, следует ограничивать пребывание персонала в зонах с повышенным уровнем шума и определять в них в соответствии с ГОСТ 12.1.003-83 (приложение 1 к ГОСТ) относительную дозу шума с тем, чтобы суммарная доза шума в течение рабочего дня (рабочей смены) не превышала допустимого уровня. Допустимые уровни шума приведены в таблице 9.1.[36]

Таблица 9.1-Допустимые уровни шума на рабочих местах

Рабочие места	Уровень звука и эквивалентный уровень звука, дБА
Центральный пульт управления, помещения для инженерно-технического персонала цехов и служб	60
Щиты управления, кабины для наблюдения и дистанционного управления с речевой связью по телефону	65
Помещения лабораторий без собственных источников шума, комнаты мастеров, машинописные бюро	65
Помещения конструкторских бюро, для расчетчиков, программистов вычислительных машин, приема больных в здравпунктах, административно-управленческого персонала	50
Помещения лабораторий с собственными источниками шума для размещения агрегатов вычислительных машин с повышенным уровнем шума	80
Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятий	85

## 9.2 Электромагнитные поля

Влияние ЭМП может приводить к нарушениям деятельности центральной, вегетативной нервной, сердечно-сосудистой, иммунной, эндокринной систем, также оказывать неблагоприятное влияние на состав периферической крови, биохимические процессы в организме.

Основными профессиональными группами на данном предприятии являются электрослесари и электромонтеры по ремонту оборудования, инженеры и электромонтеры по испытаниям и измерениям службы релейной защиты и автоматики.

Степень производственной обусловленности таких заболеваний как болезни сердечно-сосудистой, костно-мышечной систем, органов пищеварения у работающих в контакте с ЭМП варьирует от очень высокой до практически полной.

Относительно кратковременное пребывание в зоне действия ЭМП напряженностью 10–17 кВ/м может сопровождаться ухудшением самочувствия работающих, сочетающимся с преходящими функциональными сдвигами в деятельности их центральной нервной системы (отмечено удлинение латентного времени моторных реакций на звуковой и световой раздражители). Характерны жалобы работающих на тупые головные боли в лобно-височных областях, повышенную утомляемость, раздражительность, сонливость, сердцебиение и перебои в сердце, давящие боли за грудиной. Эти субъективные расстройства появляются уже на первом году работы, а частота их нарастает по мере увеличения стажа работы в зоне действия ЭМП.

Источниками ЭМП промышленной частоты 50 Гц являются, шины высоковольтных электрических подстанций и провода воздушных ЛЭП. [37]

## 9.3 Вибрации

Наличие или отсутствие вибрации гидроагрегата определяет возможность длительной надежной работы агрегата и является одним из основных качественных показателей его конструкции, технологии изготовления и выполнения монтажных работ. Повышенная вибрация гидроагрегата может привести к аварийному состоянию, понижению КПД и дополнительным потерям энергии. Поэтому, когда вибрация агрегата превышает допустимые величины, должны быть установлены и устранены причины повышенной вибрации.

Вредное действие вибрации на человека усиливают шум, охлаждение, переутомление, значительное мышечное напряжение, алкогольное опьянение и др. При действии на организм общей вибрации страдает в первую очередь нервная система и анализаторы: вестибулярный, зрительный, тактильный. Эти нарушения вызывают головные боли, головокружения, нарушения сна, снижение работоспособности, ухудшение самочувствия, нарушения сердечной деятельности, расстройство зрения, онемение и отечность пальцев рук, заболевание суставов, снижение чувствительности. Общая низкочастотная вибрация оказывает влияние на обменные процессы, проявляющиеся

изменением углеводного, белкового, ферментного, витаминного и холестерина обмена, биохимических показателей крови.

Защита от вибраций начинается прежде всего с их ликвидации. Достигается это в первую очередь совершенствованием кинематических схем и улучшением работы механизмов. Для отдельных частей конструкций применяют упругую подвеску, амортизацию, изолируют опоры. Изоляция фундамента (в почве вокруг фундамента устраивают разрывы без заполнения или с заполнением) предотвращает передачу колебаний от фундамента к окружающей почве или от нее к фундаменту.

Техническими мерами не всегда удастся снизить уровень шума и вибрации ниже установленных норм. В этих случаях приходится пользоваться индивидуальными защитными средствами. Для защиты от локальных вибраций рекомендуется использовать обувь на толстой виброгасящей подошве, антивибрационные рукавицы.[38]

#### 9.4 Вредные химические вещества

На гидроэлектростанциях образование опасных концентраций вредных веществ и аэрозолей возможно, как правило, при выполнении в помещениях различных ремонтных и эксплуатационных работ (пайки, сварки, малярных, пескоструйных, шлифовальных и т.д.), а также в помещениях аккумуляторных батарей, в помещениях с аппаратурой, содержащих ртуть, на складах горючесмазочных и лакокрасочных материалов, в химической лаборатории, помещениях масляного хозяйства.

Для снижения концентрации вредных веществ должна проектироваться приточно-вытяжная или местная вытяжная вентиляция.

Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны применительно к помещениям гидроэлектростанций согласно ГОСТ 12.1.005-76 приведены в таблице 9.2.

Таблица 9.2 –Предельно допустимые концентрации вредных веществ в рабочей зоне

Вещество	Значение ПДК, мг/м	Класс опасности	Агрегатное состояние
Окислы азота (в пересчете на O <sub>2</sub> )	2	2	П
Аммиак	20	4	П
Ацетон	200	4	П
Бензин-растворитель (в пересчете на C) и другие углеводороды аليفатические предельные	300	4	П
C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub> (в пересчете на C)	50	3	П
Ксилон	0,3	2	а
Марганец (в пересчете на MnO <sub>2</sub> )	0,5	2	а
Никель и его окись, закись, сульфид (в пересчете на Ni)	1	2	а
Медь	0,01	1	а
Свинец и его неорганические соединения	0,01	1	П
Ртуть металлическая	0,01	1	П

## Окончание таблицы 9.2

Вещество	Значение ПДК, мг/м	Класс опасности	Агрегатное состояние
Спирт этиловый	1000	4	П
Спирт метиловый (метанол)	5	3	П
Спирт пропиловый, аниловый, бутиловый, ацетопропиловый	10	3	П
Серная кислота, серный ангидрид	1	2	а
Сернистый ангидрид	10	3	П
Соляная кислота	5	2	П
Оксид углерода	20	4	П
Оксид железа с примесью оксидов марганца до 30%	6	4	а
Масляный ангидрид	1	2	П
Примечание. П - пары и (или) газы; а - аэрозоли; "+" - опасны при поступлении через кожу.			

Персонал, обслуживающий подземные сооружения, в которых возможно наличие вредных веществ, должен знать:

- перечень таких сооружений;
- способы определения наличия и концентрации вредных веществ;
- отравляющее действие этих веществ и признаки отравления ими;
- способы проветривания подземных сооружений;
- требования безопасного проведения работ;
- правила пользования средствами защиты органов дыхания;
- правила эвакуации лиц, пострадавших от вредных веществ, из газоопасных мест и способы оказания им первой помощи.[39]

## 9.5 Масло

По результатам анализа пожарной опасности на ГЭС наибольшую опасность представляет трансформаторное масло, заливаемое в трансформаторы и выключатели, а также турбинное масло, используемое в системе регулирования в качестве энергоносителя, а подшипниках и подпятниках – масло, предназначенное для смазки и охлаждения.

Анализ аварий на ГЭС показал, что основными причинами возникновения и дальнейшего распространения пожара являются:

- повреждения масляного выключателя;
- разрушение бандажного кольца ротора генератора со стороны контактных колец, с разрушением маслоочистительного цилиндра и частей обмотки статора, ведущее к внутреннему короткому замыканию в турбогенераторе;
- короткое замыкание в трансформаторе, ведущее к разрушению его корпуса;
- повреждение изолятора трансформатора;
- повреждение трубопровода жидкого топлива и попадания его на горячую поверхность.

При аварии маслосистем ситуация, как правило, осложняется выбросом и растеканием масла через проемы и неплотности, в ниже расположенные

помещения, кабельные туннели и полуэтажи. При горении дуги в масле образуются продукты глубокого разложения углеводородов. В первую очередь это газы при смешении с воздухом образующие взрывоопасные смеси. Кроме того, при пожарах в электроустановках образуются такие токсиканты, как хлористый водород  $\text{HCl}$ , цианистый водород  $\text{HCN}$ , сероводород  $\text{H}_2\text{S}$ , аммиак  $\text{NH}_3$ , окислы азота  $\text{NO}_2$  и др.

Таким образом, наибольший риск возникновения пожара возникает при эксплуатации трансформаторов и масляного хозяйства с последующим выбросом масла и его воспламенением.

## 9.6 Элегаз

Элегаз - электротехнический газ представляет собой шестифтористую серу  $\text{SF}_6$  (гексофторид серы). Элегаз применяется в качестве изолирующего материала в электрооборудовании.

В результате воздействия химических соединений, возникающих при распаде элегаза, на организм человека возможны появления раздражений глаз, кожи, носа и горла, отека легких, бронхитов и других повреждений дыхательной системы человека. Концентрированный раствор фтороводорода ( $\text{HF}$ ) может вызвать ожоги слизистых оболочек. Попадание фтороводорода внутрь организма может вызвать аритмию и привести к летальному исходу. Сам элегаз не оказывает токсичного, генетического или канцерогенного влияния на здоровье человека.

В помещении, где производятся работы с элегазом и элегазовым оборудованием, должна быть установлена приточно-вытяжная вентиляция с забором воздуха из нижнего уровня помещения и кабельных каналов. На дверях помещений, которые могут быть подвержены заполнению элегазом, должны быть в обязательном порядке установлены плакаты «Осторожно элегаз». Посещение данных помещений должно быть ограничено.

Опасность работы с элегазом заключается в том, что элегаз, являясь тяжелее воздуха, при утечке из оборудования заполняет любые углубления (прямки, кабельные каналы, невентилируемые помещения и т. д.), вытесняя из них воздух и создавая атмосферу непригодную для дыхания.

## 9.7 Влияние электрического тока

Проходя через организм, электрический ток вызывает термическое, электролитическое и биологическое воздействие. Термическое действие тока вызывает ожоги отдельных участков тела, нагрев кровеносных сосудов, нервов, крови и т.п. Электролитическое действие тока выражается в разложении крови и других органических жидкостей организма и вызывает значительные нарушения их физико-химического состава. Биологическое действие тока проявляется как раздражение и возбуждение живых тканей организма, что сопровождается произвольными судорожными сокращениями мышц, легких и сердца. В

результате могут возникнуть различные нарушения и даже полное прекращение деятельности органов кровообращения и дыхания.

Характер и последствия воздействия на человека электрического тока определяются электрическим сопротивлением тела человека, напряжением тока и продолжительностью воздействия электрического тока, зависят от пути прохождения тока через тело человека, рода и частоты электрического тока, а также от условий внешней среды и индивидуальных особенностей человека.

В действительности сопротивление тела человека не является постоянным. Оно зависит от состояния кожи, окружающей среды, параметров электрической цепи и т.д. Повреждения рогового слоя (порезы, царапины, ссадины) снижают сопротивление тела до 500-700 Ом, что увеличивает опасность поражения человека током. Такое же влияние оказывает увлажнение кожи водой или потом. Поэтому работа с электроустановками влажными руками и в условиях, вызывающих увлажнение кожи, а также при повышенной температуре усугубляет опасность поражения человека током. Загрязнение кожи вредными веществами, хорошо проводящими электрический ток (пыль, окалина), тоже приводит к снижению сопротивления. Имеют значение площадь контакта и место касания, поскольку сопротивление кожи неодинаково на разных участках тела. Наименьшим сопротивлением обладает кожа лица, шеи, ладоней и рук, особенно на стороне, обращенной к туловищу (подмышечных впадинах и др.). Кожа тыльной стороны и подошв имеет сопротивление, во много раз превышающее сопротивление кожи других участков тела.

Основным фактором, определяющим ту или иную степень поражения человека электрическим током, является сила тока, проходящего через его тело. Пороговые значения различных видов тока приведены в таблице 9.3.

Таблица 9.3 –Пороговые значения различных видов тока

Виды тока	Сила тока, мА	
	Переменный ток	Постоянный ток
Пороговый ощутимый ток – электрический ток, вызывающий при прохождении через организм ощутимые раздражения	0,6-1,5	5-7
Пороговый неотпускающий ток – электрический ток, вызывающий при прохождении через организм человека, непреодолимые судорожные сокращения мышц руки, в которой зажат проводник	10-15	50-80
Фибрилляционный ток - электрический ток, вызывающий при прохождении через организм фибрилляцию сердца	100мА до 5А	300мА до 5А

Напряжение, приложенное к телу человека, также влияет на исход поражения, поскольку оно определяет значение силы тока, проходящего через человека. Рост напряжения приводит к пробое рогового слоя кожи,

сопротивление кожи уменьшается в десятки раз, приближаясь к сопротивлению внутренних тканей (300— 500 Ом), соответственно увеличивается сила тока.

Длительное воздействие электрического тока приводит к тяжелым, а иногда смертельным последствиям. Безопасным считается длительное воздействие тока силой 1 мА, при продолжительности действия до 30 с безопасен ток 6 мА. Практически допустимыми с достаточно малой вероятностью поражения приняты следующие значения силы тока предоставлены в таблице 9.4.

Таблица 9.4-Допустимые значения тока с длительностью воздействия

Длительность воздействия, с	Сила тока, мА
1,0	50
0,7	70
0,5	100
0,2	250

Путь прохождения тока через тело человека играет также существенную роль в исходе поражения, так как ток может пройти через жизненно важные органы — сердце, легкие, головной мозг и т.д.

Индивидуальные свойства человека. Установлено, что здоровые и крепкие люди легче переносят электрические удары.

Сырость, токопроводящая пыль, наличие едких паров разрушающе действующих на изоляцию электроустановок, а также высокая температура окружающего воздуха, снижают электрическое сопротивление тела человека, что еще больше увеличивает опасность поражения током. [40]

Причины поражения:

1. Случайное прикосновение к токоведущим частям, находящимся под напряжением в результате:

-ошибочных действий при проведении работ;

-неисправности защитных средств, которыми потерпевший касался токоведущих частей и др.2

2. Появление напряжения на металлических конструктивных частях электрооборудования в результате:

-повреждения изоляции токоведущих частей; замыкания фазы сети на землю;

-падения провода, находящегося под напряжением, на конструктивные части электрооборудования и др.3

3. Появление напряжения на отключенных токоведущих частях в результате:

-ошибочного включения отключенной установки;

-замыкания между отключенными и находящимися под напряжением токоведущими частями;

-разряда молнии в электроустановку и др.

4. Возникновение напряжения шага на участке земли, где находится человек, в результате:

-замыкания фазы на землю;

- выноса потенциала протяженным токопроводящим предметом (трубопроводом, железнодорожными рельсами);
- неисправностей в устройстве защитного заземления и др.

## 9.8 Эжекторный насос

Под эжектором подразумевается струйный аппарат, в котором без участия механического привода смешиваются два потока с образованием смешанного потока. Среда с большим давлением называется рабочей средой. Вторая среда — всасываемая. Струйный аппарат служит для того, чтобы с помощью рабочей среды произвести нагнетание всасываемой среды.

Схема водоструйного эжектора, в частности эжектора технического водоснабжения (ТВС) гидроэлектростанции представлен на рисунке 9.1.

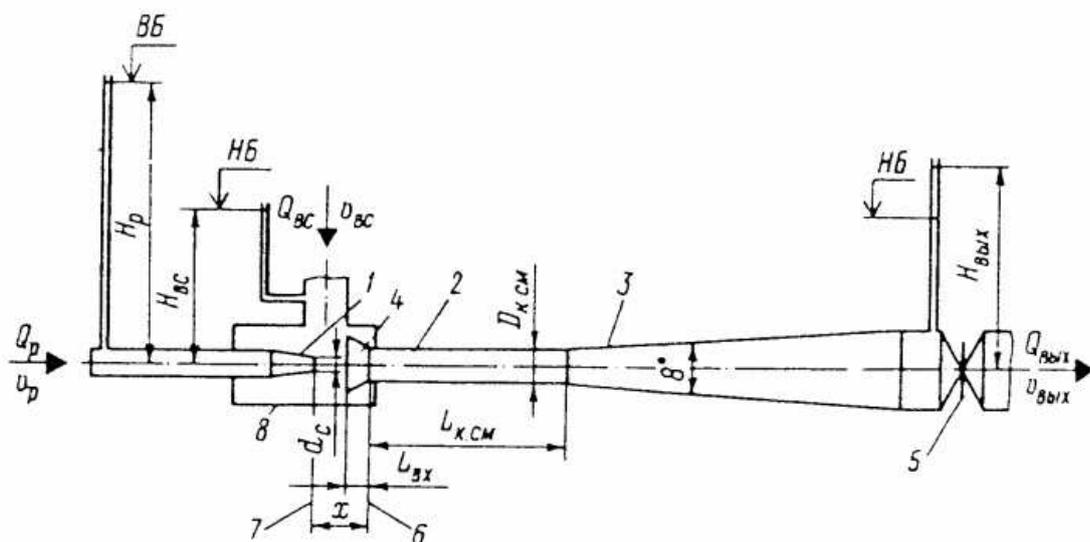


Рисунок 9.1-Принципиальная схема работы нерегулируемого эжектора ТВС на ГЭС;

1-сопло; 2-камера смешивания; 3-диффузор; 4-входной участок в камеру смешивания; 5-регулятор давления; 6-начало камеры смешивания; 7-срез сопла; 8-приемная камера

$H_p, H_{вс}, H_{вых}$  -напоры рабочего, всасываемого и выходного потоков;  $Q_p, Q_{вс}, Q_{вых}$  -расходы;  $v_p, v_{вс}, v_{вых}$  -скорости;  $d_c, D_{к см}$  -диаметры сопла и камеры смешивания;  $x, L_{вх}, L_{к см}$  -удаление от среза сопла до начала камеры смешивания, длина входного участка камеры смешивания, длина камеры смешивания соответственно.

Принцип действия заключается в том, что потенциальная энергия массы рабочего потока, поступающего, как правило из верхнего бьефа (ВБ) на выходе из сопла, преобразуется в кинетическую энергию. Сила поверхностного трения рабочего потока увлекает с собой частицы воздуха, находящиеся в приемной камере, создавая в ней разрежение. Благодаря разрежению в срезе сопла приемной камеры и атмосферному давлению на поверхности воды нижнего бьефа, (НБ), т.е. на поверхности всасываемого потока, происходят всасывание

воды из нижнего бьефа. Частицы всасываемого потока из-за турбулентности рабочего потока подтормаживают его граничные слои, вследствие чего происходит обмен частиц рабочего и всасываемого потоков (потоки смешиваются). Смешивание рабочего и всасываемого потоков, начинаясь во входе в камеру смешивания, завершается в диффузоре эжектора. Камера смешивания и диффузор служат для смешивания потоков, выравнивания скорости в поперечном сечении и повышения давления смешанного потока, т. е. служат для преобразования кинетической энергии смешанного потока в потенциальную энергию положения потока на выходе из эжектора.

Водоструйные эжекторы по своему назначению можно разделить на два типа эжекторов, служащие для откачки или подачи воды к какому-либо объекту. Соответственно первые названы откачивающими или дренажными, вторые — нагнетающими или водоподъемными. Эжекторы первого типа на гидроэлектростанциях применяются в системе откачки протечек воды из крышки гидротурбины, из дренажных патерн и прочее. Эжекторы второго типа на гидроэлектростанциях применяются, например, в качестве источника питания системы технического водоснабжения гидроагрегатов.

Для снижения уровня шума и вибрации деталей работающих эжекторов до допустимых пределов (таблица 9.1) необходимо устанавливать две-три жесткие опоры по длине эжектора и опоры на всей трубопроводной трассе эжектора и, кроме того, предусмотреть изолирующие футляры на каждый эжектор (например, керамзитовая засыпка в деревянной обшивке или обвязка звукопоглощающим материалом).[41]

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Энциклопедия Красноярского края [Электронный ресурс] : река Мана. - Режим доступа: <http://www.atlas-yakutia.ru>.
2. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов/Сост. А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затеева, Б.И. Силипаев; СШФ КГТУ.-Саяногорск, 2005.
3. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: В 2т./Под ред. Ю.С. Василева, Д.С. Щавелева. – Т.2. Энергоатомиздат,1990. -366с.
4. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : учебное пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. - Изд. 4-е, перераб. и доп. - Москва :Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.
5. Каталог «Гидрогенераторы» [Электронный ресурс] //Сервис «Онлайн Электрик». – Режим доступа: <http://online-electric.ru>
6. Каталог «Трансформаторы силовые масляные -220кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Энергозавод». - Режим доступа: <http://energo-zavod.ru>
7. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрических распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. Типовые решения» - Введ. 20.12.2007 – Москва : ОАО «ФСК ЕЭС », 2007. – 131 с.
8. СТО 17230282.27.140.022-2008 «Здания ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования» - Введ. 30.10.2008 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. - 42с.
9. 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.
10. СТО РусГидро 01.01.78-2012 «Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования» - Введ. 27.12.2002 - Москва : ОАО «РусГидро», 2012. – 288с.
11. СТО 56947007-29.240.014-2008 «Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанции 35-750кВ и линий электропередачи напряжением 6,10-750кВ» – Введ. 18.04.2008 – Москва : ОАО «ФСК ЕЭС », 2008. – 12 с.
12. Толстихина Л. В. Параметры электрооборудования и режимы энергетических систем в примерах и иллюстрациях: учебное пособие для практических занятий / Л. В. Толстихина. – Саяногорск: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2010. - 180 с.
13. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «ОАО «Разряд». – Режим доступа : <http://www.zavod-razryad.ru>.
14. Каталог «Оборудование воздушных линий 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Конденсатор». – Режим доступа : <http://www.kondensator.ru>.

15. 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.
16. Каталог «Трансформаторы сухие» [Электронный ресурс] //«Трансна». – Режим доступа: <https://transna.pulscen.ru>.
17. Каталог «Выключатели элегазовые» [Электронный ресурс]// ОАО ВО «Электроаппарат». – Режим доступа : <http://www.ea.spb.ru>.
18. Каталог «Трансформаторы тока и напряжения» [Электронный ресурс] // ОАО «Свердловский завод». – Режим доступа: <http://www.czt.ru/main.html>.
19. Каталог «Выключатели элегазовые» [Электронный ресурс] // ЗАО «Энергомаш». – Режим доступа: <http://www.12v.ru>.
20. Каталог «Разъединители» [Электронный ресурс] // ЗАО «ЗЭТО». – Режим доступа: <http://www.zeto.ru>.
21. ГОСТ Р 57114-2016 «Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно – технологичное управление» - Введ. 01.03.2017 – Москва : ОАО «ЕЭС России», 2017 – 19 с.
22. ГОСТ Р 56302- 2014 «Оперативно-диспетчерское управление диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики» - Введ. 01.09.2015 – Москва : ОАО «ЕЭС России», 2016.– 19 с.
23. ГОСТ Р 56303-2014 «Оперативно-диспетчерское управление нормальные семы электрических соединений объектов электроэнергетики» - Введ. 01.09.2015 – Москва : ОАО «ЕЭС России», 2016. – 19 с.
24. СТО 56947007-29.240.10.249-2017 «Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций» - Введ. 28.09.2017 – Москва : ПАО «ФСК ЕЭС», 2017. – 19 с.
25. Чернобровов Н. В. Релейная защита. Учебное пособие для техникумов. Изд. 5-е, перераб. И доп. М., «Энергия», 1974.
26. Каталог «РЗА станционного оборудования» [Электронный ресурс] // ООО НПП «ЭКРА». -Режим доступа <https://www.ekra.ru>.
27. СП 38.13330.2012 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.04. -82. -М.:Минрегион России, 2012.
28. Справочник по гидравлическим расчетам/ под ред. П.Г. Киселёва. – М.: Энергия, 1974. – 312 с.
29. Гидротехнические сооружения. Проектирование гидротехнических сооружений в составе гидроузла: методические указания по выполнению курсового проекта и выпускной квалификационной работы / сост. Т.А. Лыбина, Н.П. Ульянова, В.Б. Затеев. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2016. – 64 с.
30. Гидротехнические сооружения: учебное пособие/ Л.Н. Рассказов, В.Г. Орехова, Н.А. Анискин, В.В.Малахов и др.-М. : АСВ, 2011.-ч.1.-536с.
31. СП 40.13330.2012 «Плотины бетонные и железобетонные». Актуализированная редакция СНиП 2.06.06 – 85. – М.: Минрегион России, 2012.

32. СП 58.13330.2012. Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003.-М.: ФГУП ЦПП, 2012.
33. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва : Министерство регионального развития Российской Федерации, 2011. – 109с.
34. Налоговый кодекс Российской Федерации. [Электронный ресурс] :статья 333.12 Налогового кодекса Российской Федерации // Справочная система федеральной налоговой службы. -Режим доступа <https://www.nalog.ru>.
35. СТО РусГидро 05.02.126-2020 Правила организации безопасного обслуживания, гидротехнических сооружений, гидросилового и гидромеханического оборудования гидроэлектростанций. – Москва, 2020.
36. Андреева-Галанина Е.Ц. Шум и шумовая болезнь. -М.: Наука, 2000.
37. Панков В.А.,Кулешова М.В. Оценка профессионального риска у работников гидроэлектростанций, подвергающихся воздействию электромагнитных полей промышленной частоты /В.А. Панков, М.В. Кулешова // Промышленная экология.-2005. -№8. – с.148-150.
38. Колосов Ю.В., Барановский В.В. Защита от вибраций и шума на производстве. Учебное пособие. – СПб: СПбГУ ИТМО, 2011. – 38 с.
39. Акперов Р.Г., Пузач С.В. Выделение и распространение токсичных продуктов горения при пожарах в зданиях ГЭС / Р.Г. Акперов, С.В. Пузач // Технические науки. -2016. -№46. - с.256-258.
40. Королев В.В. Воздействие электрического тока на организм человека. Предупреждение поражения человека электрическим током. Защита от воздействия электрического тока [Электронный ресурс]// «КиберЛенинка-научная электронная библиотека». - Режим доступа <https://cyberleninka.ru>.
41. Техническое водоснабжение ГЭС регулируемые эжекторами/И.М. Гамус, Б.Г. Картелев, Л.И. Ясвонский. - Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние. 1986. – 82 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А  
Спиральная камера

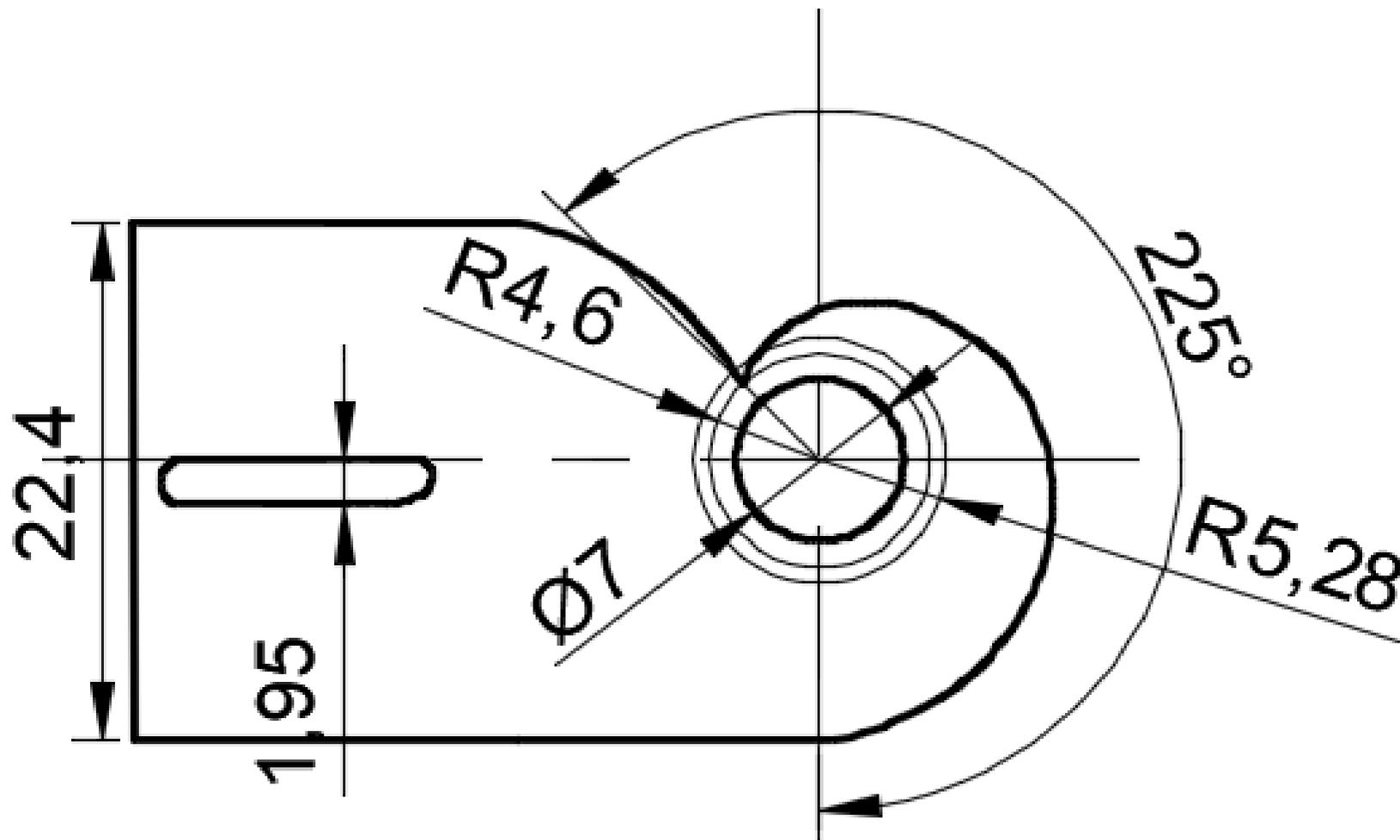


Рисунок А.1-Спиральная камера

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Универсальная характеристика турбины

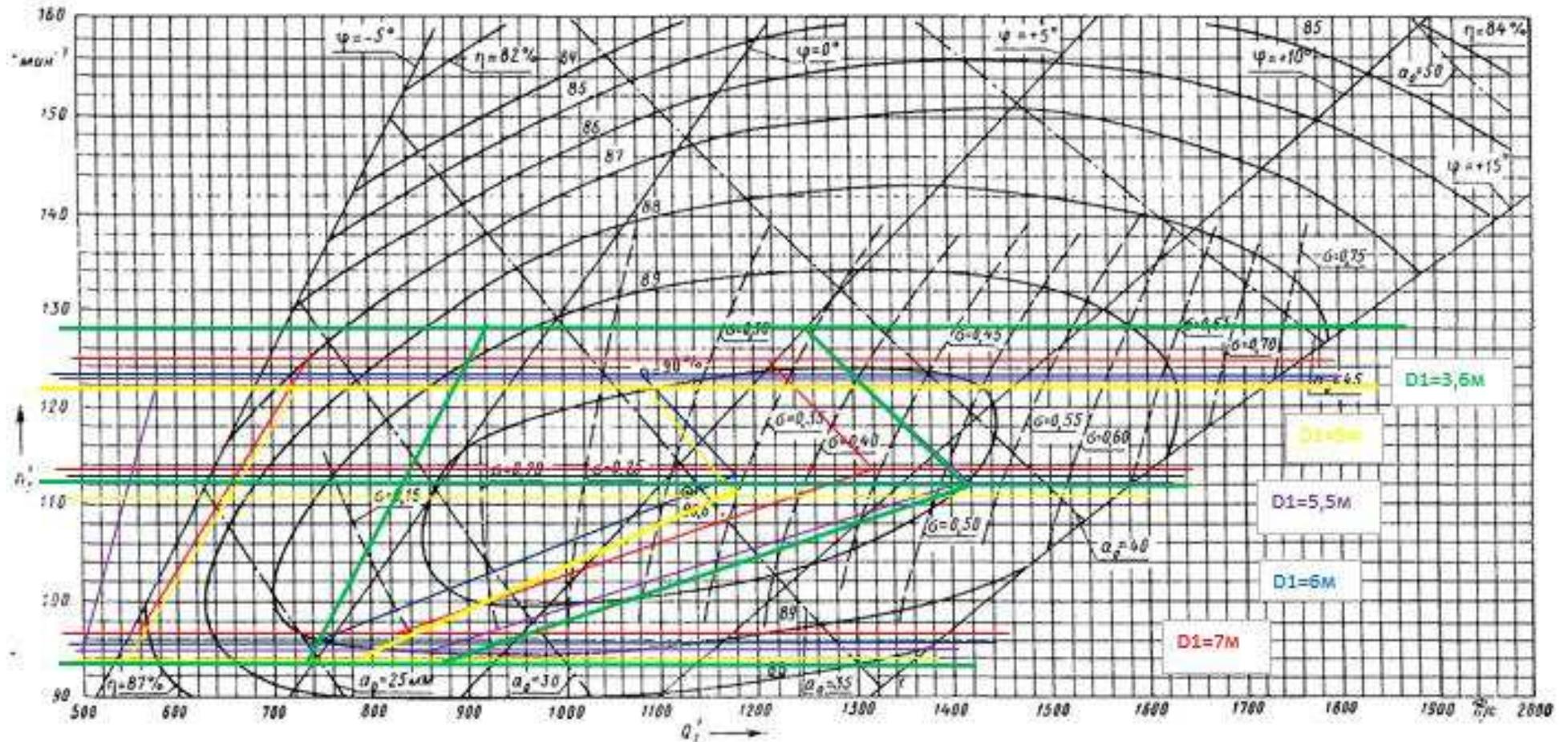


Рисунок Б.1-Универсальная характеристика турбины ПЛД 60/40116-В-60°-46;  
Испытания проведены при напоре гидротурбины 12м и температуре 20°С

**ПРИЛОЖЕНИЕ В**  
**Расчет сработки и наполнения водохранилища**

Таблица В.1-Сработка и наполнение водохранилища

Мес.	Q <sub>быт</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>исп</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>ф</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>л</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>шл</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>пол.б.</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>вдхр.</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>турб.</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>х.сб.</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>вхк</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>нб</sub> , м <sup>3</sup> /с	V <sub>нач</sub> , км <sup>3</sup>	ΔV, м <sup>3</sup>	V <sub>кон</sub> , км <sup>3</sup>	Z <sub>вб</sub> <sup>нач</sup> , м	Z <sub>нб</sub> <sup>кон</sup> , м	Z <sub>ср</sub> , м	Z <sub>нб</sub> , м	H, м	Ngэс, МВт	Ngар, МВт
11	340	3	7	2	0	325	482	807	0	400	814	19,6	1,2	18,4	740,00	737,88	738,94	694,05	44,44	315	315
12	290	3	7	2	0	278	802	1080	0	400	1087	18,4	2,1	16,3	737,88	734,24	736,06	695,16	40,45	384	384
1	259	3	7	7	0	242	967	1209	0	400	1216	16,3	2,5	13,8	734,24	730,24	732,24	695,67	36,12	384	384
2	244	2	7	7	0	228	849	1077	0	400	1084	13,8	2,2	11,6	730,24	727,32	728,78	695,15	33,18	315	315
3	242	2	7	2	0	251	394	645	0	400	652	11,6	1,0	10,5	727,32	726,06	726,69	693,32	32,92	187	187
4	450	4	7	-6	0	398	-5	393	0	400	400	10,5	0,0	10,6	726,06	726,07	726,07	691,06	34,55	119	ВХК
5	1790	15	7	-16	0	1515	-1122	393	0	400	400	10,6	- 2,9	13,5	726,07	729,81	727,94	691,06	36,43	126	ВХК
6	1220	11	7	0	20	1045	-522	523	0	550	550	13,5	- 1,4	14,8	729,81	731,83	730,82	692,07	38,30	176	ВХК
7	1070	10	7	0	20	1003	-480	523	0	550	550	14,8	- 1,2	16,1	731,83	733,88	732,85	692,07	40,34	186	ВХК
8	980	10	7	0	0	948	-555	393	0	400	400	16,1	- 1,4	17,5	733,88	736,39	735,13	691,06	43,62	151	ВХК
9	960	10	7	0	0	945	-552	393	0	400	400	17,5	- 1,4	18,9	736,39	738,89	737,64	691,06	46,12	160	ВХК
10	710	7	7	2	0	650	-257	393	0	400	400	18,9	- 0,7	19,6	738,89	740,00	739,44	691,77	47,23	163	ВХК

## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

### Интегральная кривая нагрузки для января

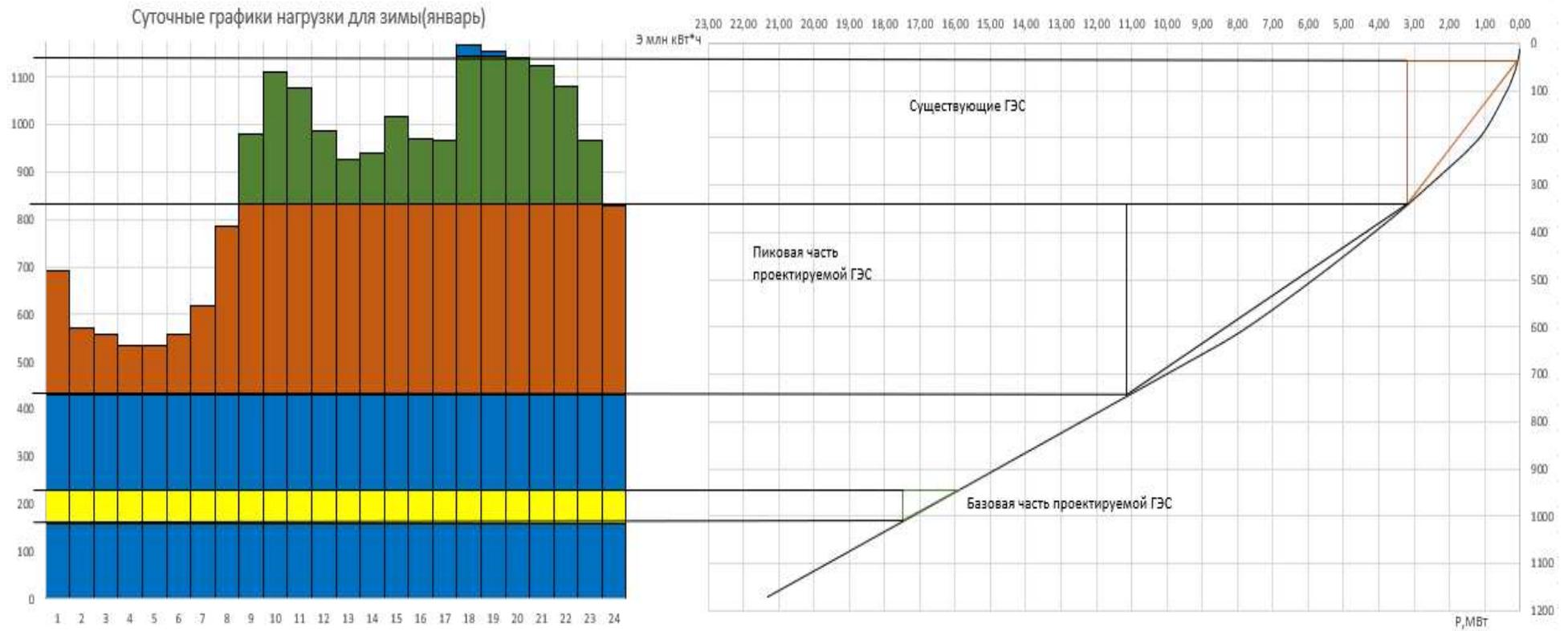


Рисунок Г.1-Интегральная кривая нагрузки для января

**ПРИЛОЖЕНИЕ Д**  
**Сбор нагрузок на водосливную плотину**

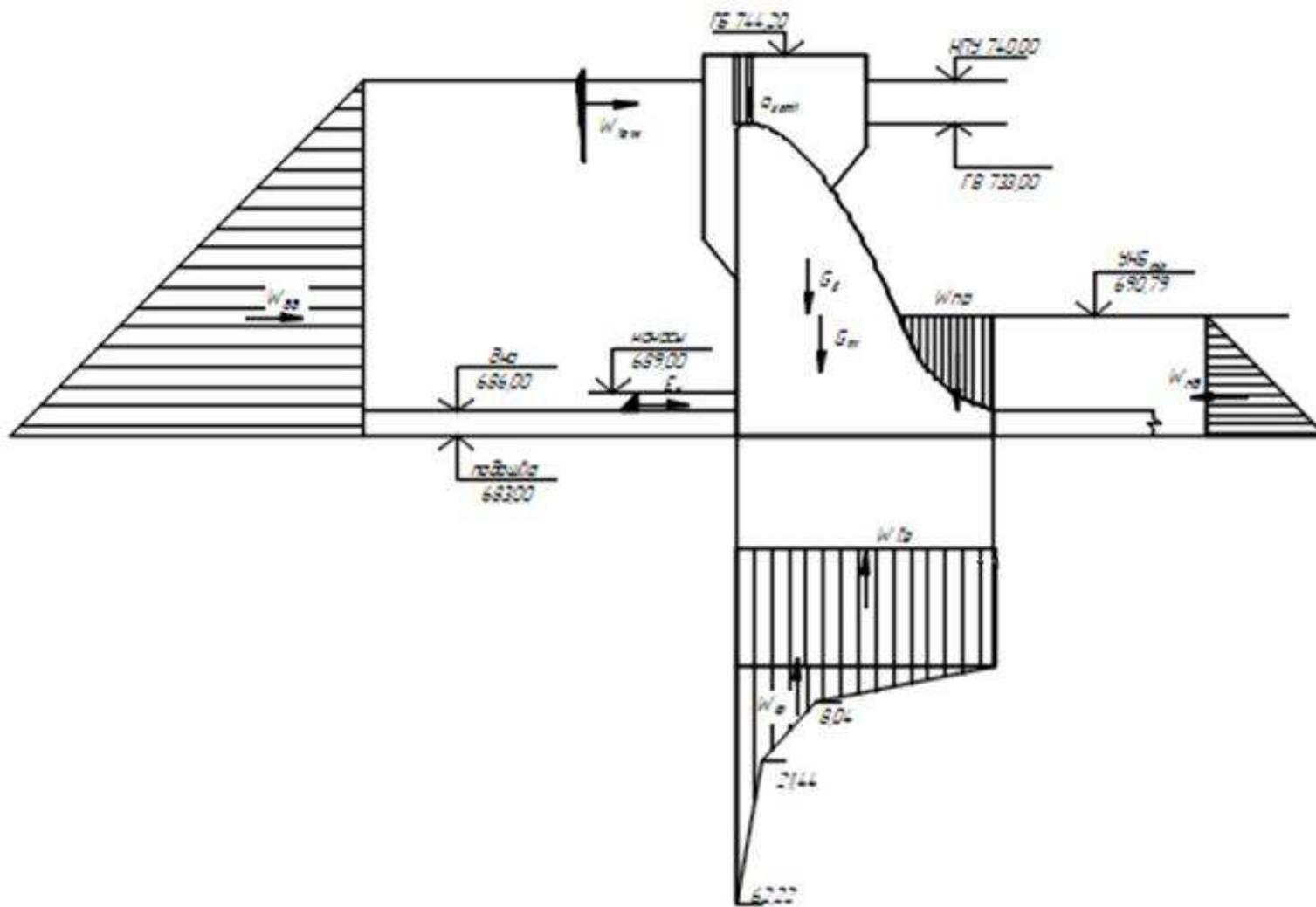


Рисунок Д.1-Сбор нагрузок на водосливную плотину

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Саяно–Шушенский филиал

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанции, электроэнергетических  
систем и электрических сетей

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
*А.А. Ачитаев*  
А.А. Ачитаев

подпись

« 18 » июня 2021 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

ПРОЕКТИРОВАНИЕ МАНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ МАНА. ОПАСНЫЕ  
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ОБЪЕКТЫ В СОСТАВЕ ОБОРУДОВАНИЯ  
ГЭС

Руководитель	<i>А.А. Ачитаев</i> подпись, дата	зав. кафедры ГГЭЭС, СШФ СФУ, канд. техн. наук	А.А. Ачитаев
Выпускник	<i>Смолина Н.А.</i> подпись, дата		Н.А. Смолина

Саяногорск; Черемушки 2021