

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 КЫЗЫЛЬСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ БОЛЬШОЙ ЕНИСЕЙ.
АНАЛИЗ И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ И СРЕДСТВ
ОПРЕДЕЛЕНИЯ СОСТОЯНИЯ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ
ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

доцент Кафедры ГГЭЭС,
СШФ СФУ

Руководитель _____
подпись, дата

В.И. Татарников

Выпускник _____
подпись, дата

А.С. Бондаренко

Саяногорск; Черемушки 2021

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Кызыльской ГЭС на реке Большой Енисей. Анализ и совершенствование методов и средств определения состояния основного оборудования гидроэлектростанции».

Консультанты по
разделам:

Консультант руководителя БР

подпись, дата

инициалы, фамилия

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 КЫЗЫЛЬСКОЙ ГЭС	7
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования гидроэлектростанции	9
1.1. Природные условия	9
1.1.1 Климат.....	9
1.1.2 Гидрологические данные	9
1.1.3 Сейсмические условия	11
1.2 Аналог проектируемого гидроузла	11
2 Водно-энергетический расчет и выбор установленной мощности.....	12
2.1 Регулирование стока воды	12
2.1.1 исходные данные	12
2.1.2 Определение максимальных расчетных расходов	12
2.1.3 Кривые обеспеченности расходов.....	13
2.1.4 Выбор расчетного средневодного года	14
2.1.5 Выбор расчетного маловодного года.....	15
2.1.6 Корректировка расходов и построение гидрографа.....	15
2.1.7 Определение типа регулирования.....	16
2.2 Определение установленной мощности на основании водно-энергетического расчета.....	17
2.2.1 Расчет режима работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственного комплекса	17
2.2.2 Баланс энергии	18
2.2.3 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году	19
2.2.4 Расчет установленной мощности, проектируемой ГЭС	20
2.2.5 Баланс мощности	20
2.2.6 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в средневодном году, определение среднемноголетней выработки	22
2.2.7 Построение режимного поля	22
3 Основное и вспомогательное оборудование ГЭС	25
3.1 Выбор системы и типа гидротурбины	25
3.2 Выбор номинального диаметра рабочего колеса	25
3.3 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины	30
3.4 Расчёт и построение плана металлической спиральной камеры с круглым сечением и полным охватом	32
3.5 Выбор типа серийного генератора	36
3.6 Расчёт деталей и узлов гидротурбины.....	37
3.6.1 Расчет вала на прочность	37
3.6.2 Расчет подшипника.....	37
3.7 Выбор вспомогательного оборудования	38
3.7.1 Выбор маслонапорной установки	38
3.7.2 Выбор электрогидравлического регулятора	38

4	Электрическая часть	39
4.1	Выбор структурных схем электрических соединений ГЭС	39
4.2	Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС.....	39
4.2.1	Выбор синхронного генератора	39
4.2.2	Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком	40
4.2.3	Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком	42
4.2.4	трансформаторов собственных нужд	43
4.3	Выбор количества отходящих воздушных линий, распределительного устройства и марки проводов воздушной линий.....	43
4.4	Выбор главной схемы ГЭС на основании технико - экономического расчета	45
4.5	Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения	47
4.6	Расчёт токов трехфазного и однофазного коротких замыканий в главной схеме при помощи программного обеспечения «RastrWin» с выбором оборудования.....	47
4.6.1	Расчёт исходных данных.....	47
4.6.2	Внесение исходных данных в программный комплекс и расчёт токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin»	48
4.6.3	Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима	51
4.6.4	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 13,8 кВ	52
4.7	Выбор трансформаторов тока и напряжения.....	53
4.8	Выбор параметров КРУЭ	54
5	Релейная защита и автоматика.....	55
5.1	Перечень защит основного оборудования	56
5.2	Перечень защит основного оборудования	57
5.3	Описание защит и расчёт уставок	58
5.3.1	Продольная дифференциальная защита генератора (IΔG).....	58
5.3.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора	60
5.3.3	Защита от повышения напряжения (U1>), (U2>)	62
5.3.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I2)	63
5.3.5	Защита от симметричных перегрузок (I1).....	67
5.3.6	Дистанционная защита генератора Z1 <, Z2 <.....	68
5.3.7	Защита от перегрузок обмотки ротора	72
5.4	Выбор комплекса защит блока генератор -трансформатор	73
5.5	Таблица уставки матрица отключений.....	74
6	Компоновка сооружения гидроузла.....	75
6.1	Проектирование водосливной плотины	75
6.1.1	Определение отметки гребня грунтовой плотины	75

6.1.2	Расчёт параметров волнового воздействия	75
6.2	Гидравлические расчёты	78
6.2.1	Определение ширины водосливного фронта	78
6.2.2	Определение отметки гребня водослива	79
6.2.3	Проверка на пропуск расчётного расхода при поверочном расчётном случае	80
6.2.4	Построение профиля водосливной грани.....	81
6.2.5	Пропуск расходов через донный аварийный водосброс	82
6.2.6	Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе.....	83
6.2.7	Гашение энергии способом свободно отброшенной струи.....	84
6.3	Конструирование плотины.....	86
6.3.1	Определение ширины подошвы плотины	86
6.3.2	Разрезка бетонной плотины швами	87
6.3.3	Быки.....	87
6.3.4	Устои	88
6.3.5	Дренаж тела бетонной плотины	88
6.3.6	Галереи в теле плотины.....	89
6.4	Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины....	89
6.4.1	Противофильтрационная завеса.....	89
6.4.2	Дренажные устройства в основании.....	90
6.5	Определение основных нагрузок на плотину	90
6.5.1	Вес сооружения	90
6.5.2	Расчёты гидростатического давления.....	91
6.5.3	Равнодействующая взвешивающего давления	92
6.5.4	Сила фильтрационного давления	92
6.5.5	Давление грунта	93
6.5.6	Расчёт волнового давления	94
6.6	Расчёт прочности плотины	95
6.6.1	Определение напряжений	95
6.6.2	Критерии прочности плотины	98
6.6.3	Расчёт устойчивости плотины.....	98
7	Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды	100
7.1	Охрана труда.....	100
7.1.1	Система управления охраной труда.....	102
7.2	Пожарная безопасность	103
7.3	Охрана окружающей среды	105
7.3.1	общие сведения о районе строительства	105
7.3.2	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства	106
7.3.3	Отходы, образующиеся при строительстве	107
7.3.4	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища	107
7.3.5	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации	108
7.4	Безопасность ГТС	108

8	Технико-экономические показатели	111
8.1	Оценка объёмов реализации электроэнергии	111
8.2	Текущие расходы по гидроузлу.....	111
8.3	Налоговые расходы.....	114
8.4	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности	115
8.5	Оценка инвестиционного проекта.....	116
8.6	Коммерческая эффективность	117
8.7	Коммерческая эффективность	117
8.8	Анализ чувствительности	118
9	Анализ и совершенствования методов и средств определения состояния основанного оборудования гидроэлектростанции	121
9.1	Методика оценки технического состояния основного технологического оборудования гидроэлектростанции.....	121
9.1.1	Правила оценки технического состояния основного технологического оборудования гидроэлектростанции.....	121
9.1.2	Порядок оценки технического состояния основного технологического оборудования.....	123
9.1.3	Определение оптимального вида, состава и стоимости технического воздействия на оборудование	125
9.2	Оценка индекса технического состояния основного оборудования гидроэлектростанции программными комплексами.....	126
9.2.1	Процесс расчета индексов технического состояния оборудования в системе БИНГ – 4 ЭО	127
9.3	Совершенствование методов оценки технического состояния силовых трансформаторов.....	128
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	133
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Анализ исходных данных.....	136
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б Водно-энергетические расчёты	139
	ПРИЛОЖЕНИЕ В Основное и вспомогательное оборудование	146
	ПРИЛОЖЕНИЕ Г Таблица уставок и матрица отключений.....	148
	ПРИЛОЖЕНИЕ Д Сбор нагрузок	150

2 Водно-энергетический расчет и выбор установленной мощности

2.1 Регулирование стока воды

2.1.1 исходные данные

Энергосистема: Красноярское РДУ;

Годовой максимум нагрузки: 8789 МВт;

Нагрузочный резерв составляет 2 %, аварийный резерв составляет 7 %;

Зимний коэффициент кривой связи расходов и уровней в НБ: 0,8;

Коэффициент мощности: 8,8;

Потери напора в подводящих сооружениях $\Delta h = 0,45$ м;

НПУ гидроузла: $Z = 750,00$ м;

ДНО гидроузла: $Z = 680,00$ м.

Объемы водохранилища и уровней верхнего бьефа и кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа (1п, таблица 1.1 и рисунок 1.1 и 1.2). Ряд гидрологических наблюдений за рекой Большой Енисей за период 1922 – 1971 гг. представлены в приложении А, таблица А.1. Требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 2.1

Таблица 2.1 – Расходы на ВХК и основные потери воды

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{исп}, \text{м}^3/\text{с}$	2	2	2	3	6	10	10	7	6	4	3	2
$Q_{лед}, \text{м}^3/\text{с}$	5	5	5	-15	-10	0	0	0	0	0	5	5
$Q_{ф}, \text{м}^3/\text{с}$	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
$Q_{рыб}, \text{м}^3/\text{с}$	0	0	0	0	0	0	0	0	14	0	0	0
$Q_{сум}, \text{м}^3/\text{с}$	12	12	12	-7	1	15	15	12	25	9	13	12
$Q_{ВХК}, \text{м}^3/\text{с}$	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340

2.1.2 Определение максимальных расчетных расходов

Максимальные расходы (приложение А, таблица А.1) располагаются в порядке убывания. Для заполнения таблицы А.2, приложение А. Далее вычисляем коэффициент К:

$$K = \frac{Q_n}{Q_{ср}}, \quad (2.1)$$

где Q_n – n – й член ряда максимальных годовых расходов;

$Q_{ср}$ – средний многолетний максимальный расход.

Коэффициент вариации ряда максимальных расходов:

$$C_v = \sqrt{\frac{\sum(K-1)^2}{n}} = \sqrt{\frac{7,331}{50}} = 0,38; \quad (2.2)$$

$$C_s = \frac{\sum(K-1)^3}{nC_v^3} = \frac{3,6016}{50 \cdot 0,38^3} = 1,31. \quad (2.3)$$

Средняя квадратичная ошибка вычисления коэффициентов вариации равна:

$$\delta_{cv} = \pm \frac{\sqrt{1+3C_v^2}}{\sqrt{2(n-1)}} \cdot 100\% = \frac{\sqrt{1+3 \cdot 0,38^2}}{\sqrt{2 \cdot (50-1)}} \cdot 100\% = 12,09\%. \quad (2.4)$$

Ошибка является допустимой для этого ряда.

Средняя квадратичная ошибка коэффициента асимметрии равна:

$$\delta_{cs} = \pm \frac{\sqrt{\frac{6}{n} \cdot \sqrt{1+6C_v^2+5C_v^4}}}{C_s} \cdot 100\% = \frac{\sqrt{\frac{6}{50} \cdot \sqrt{1+6 \cdot 0,38^2+5 \cdot 0,38^4}}}{1,31} \cdot 100\% = 37,12\%. \quad (2.5)$$

Ошибка является допустимой.

Заполним таблицу 2.2, используя следующие формулы:

$$M_s = \varphi \cdot C_v; \quad (2.6)$$

$$K_s = M_s + 1; \quad (2.7)$$

$$Q_s = K_s \cdot Q_{cp.max}. \quad (2.8)$$

Таблица 2.2 – Результаты расчетов максимальных расходов

P, %	φ	M_s	K_s	$Q_s, \text{м}^3/\text{с}$	Расчетный случай
0,1	4,96	1,88	2,88	4959	Основной
0,01	6,66	2,53	3,53	6070	поверочный

2.1.3 Кривые обеспеченности расходов

Отталкиваясь от гидрологического ряда наблюдений проточности р. Большой Енисей, необходимо год разделить на два периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). За многоводные принимаются месяцы, в которых расход был больше или равен среднегодовому, остальные месяцы составляют маловодный период. В данном случае половодными принимаются 5 – 9 месяцы, а все остальные месяцы года – маловодными. Для определения маловодного и средневодного года необходимо посчитать обеспеченность каждого среднегодового расхода, расхода в половодье и в межень в процентах по формуле:

$$p(m) = \frac{m}{n-1} \cdot 100\%, \quad (2.9)$$

где m – порядковый номер члена ряда среднегодовых расходов, ранжированного в убывающем порядке;

$n=50$ – общее число членов ряда.

Результаты расчетов для среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов представлены в приложении Б, таблица Б.1.

Расчетные значения обеспеченности для выбора маловодного года 90 % и средневодного года 50 %. Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень представлены на рисунке 2.1.

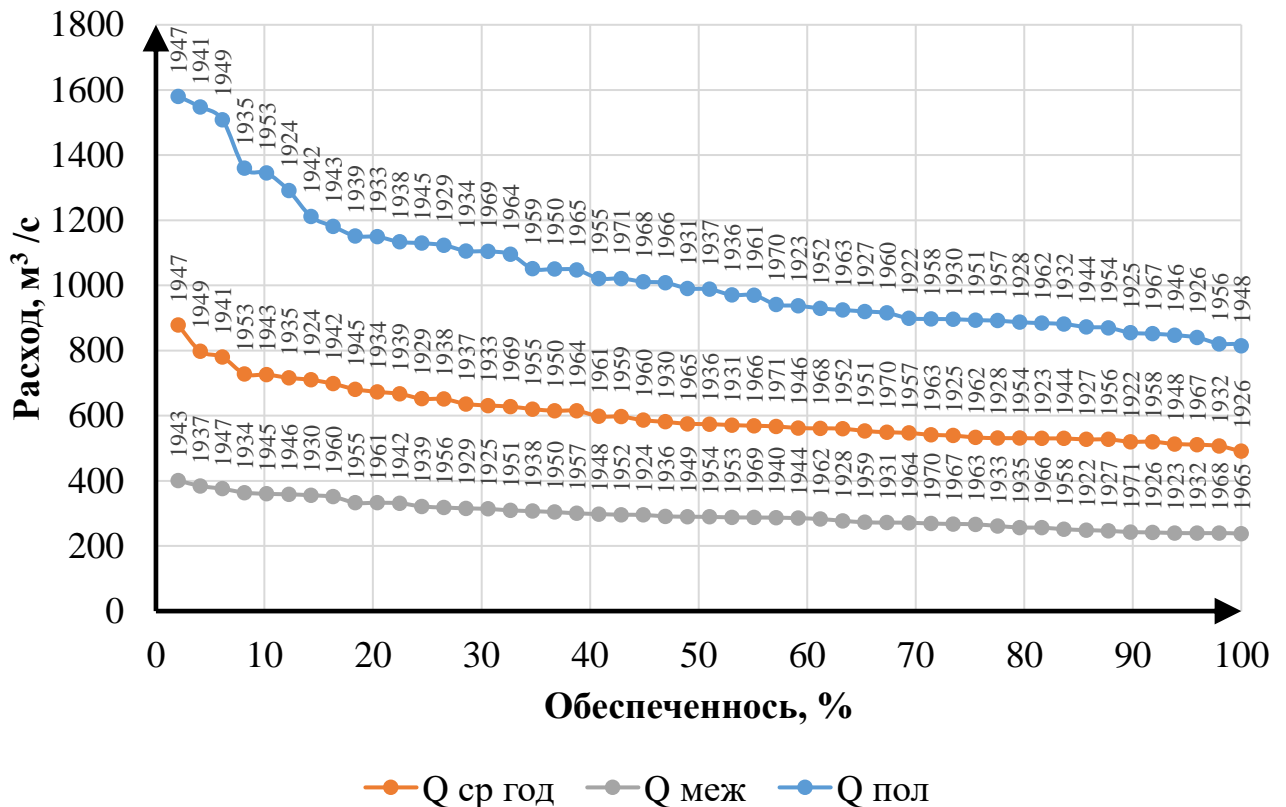


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности

2.1.4 Выбор расчетного средневодного года

Для заданной расчетной обеспеченности на кривых обеспеченности отсутствует конкретный год. По кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайшие года справа и слева от расчетной обеспеченности 50 %. Берем 1965 и 1936 года. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью, принимаем тот год, который будет иметь коэффициент приведения ближе к единице, т.е. тот год, который требует меньшую корректировку расходов

Для 1936 года:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi,50\%}}{Q_{\Pi,1965}} = \frac{989}{1047} = 0,94 ; \quad (2.10)$$

$$K_M = \frac{Q_{M,50\%}}{Q_{M,1965}} = \frac{290}{291} = 1. \quad (2.11)$$

Для 1965 года:

$$K_{II} = \frac{Q_{II,50\%}}{Q_{II,1957}} = \frac{989}{971} = 1,02; \quad (2.12)$$

$$K_M = \frac{Q_{M,50\%}}{Q_{M,1957}} = \frac{290}{238} = 1,22. \quad (2.13)$$

В качестве расчетного средневодного года принимаем 1965, так как его коэффициенты позволяют нам сделать корректировку, не изменяя объем сезонного и годового стока. Выбрав окончательно расчетные гидрографы средневодного и маловодного годов, необходимо уточнить годовой сток.

2.1.5 Выбор расчетного маловодного года

В качестве маловодного принимается год со среднегодовой обеспеченностью 90 %, в данном случае 1922 год.

Внутри годовом распределении для половодья на 90% обеспеченность попал 1925, который принимаем за базовый. Для межени на 90 % обеспеченность попал 1971, который принимаем за базовый.

Вычисляем коэффициенты приведения по половодью для сравниваемых лет:

$$K_{II} = \frac{Q_{II,90\% \text{ базовое}}}{Q_{II,1922}} = \frac{855}{899} = 0,95; \quad (2.14)$$

$$K_M = \frac{Q_{M,90\% \text{ базовое}}}{Q_{M,1922}} = \frac{243}{249} = 0,98. \quad (2.15)$$

2.1.6 Корректировка расходов и построение гидрографа

Требуется дополнительная корректировка расходов маловодного и средневодного годов при выполнении следующего условия: объем сезонного и годового стока должен остаться неизменным до корректировки и после нее. Это значит, что месяцы, где расход средневодного года меньше, чем маловодного необходимо скорректировать в сторону увеличения за счет снижения расходов в другие месяцы, но обязательно относящиеся к одному и тому же периоду (сезону).

Года с скорректированными расходами приведены в таблицах 2.3, 2.4, 2.5.

Таблица 2.3 – Средневодный год (P=50%) без приведения, с приведением, с корректировкой (1965 год)

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q ср.год.
Исходн.	248	201	190	271	1144	1495	1061	791	746	322	221	212	575
Привед.	302	245	231	330	1166	1524	1082	806	760	392	269	258	614
С коэф.	303	245	232	331	1064	1390	987	736	694	393	270	259	575

Таблица 2.4 – Расход с 90% обеспеченностью с корректировкой

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q ср.год. м ³ /с
Q _{50%} – –Q _{90%}	125	91	102	129	415	181	-19	-87	108	-101	-22	10	-
Изм Q _{90%}	0	0	0	0	0	0	-19	-87	0	-101	-22	0	-
Q _{90%} с кор	228	204	180	252	649	1009	987	735	586	393	270	249	478

Таблица 2.5 – Средневодный (1965) и маловодный год (1922)

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q ср.год. м ³ /с
Q _{90%} , м ³ /с	228	204	180	252	649	1009	987	735	586	393	270	249	478
Q _{50%} , м ³ /с	303	245	232	331	1064	1390	987	736	694	393	270	259	575

По скорректированным данным таблиц строится расчетный гидрограф, рисунок 2.2.

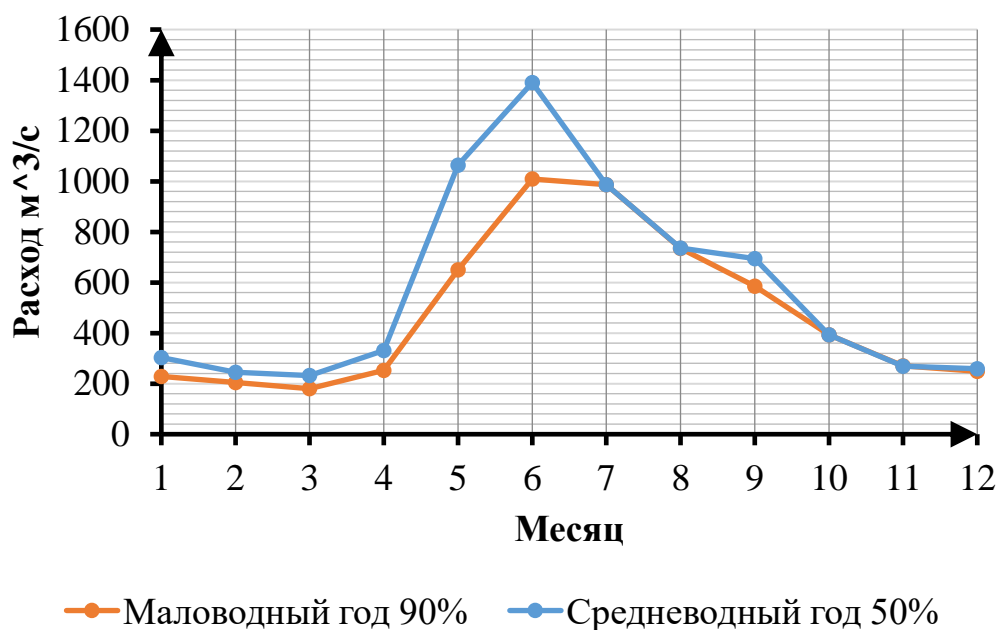


Рисунок 2.2 – Гидрограф маловодного и средневодного года

2.1.7 Определение типа регулирования

Для вычисления полезного объема водохранилища необходимо задаться приблизительной отметкой УМО водохранилища. Результатом сработки маловодного года является получение отметки УМО, которая равна 727,40 м. Объемы НПУ и УМО находятся по кривой связи объемов и уровней верхнего бьефа (1п, рисунок 1.2). $V_{НПУ} = 8,12 \text{ км}^3$; $V_{УМО} = 4,01 \text{ км}^3$.

Полезный объем водохранилища:

$$V_{\text{ПОЛЕЗН}} = V_{\text{НПУ}} - V_{\text{УМО}} = 8,12 - 4,11 = 4,01 \text{ км}^3. \quad (2.16)$$

Определим коэффициент зарегулированности стока, который равен отношению полезного объема водохранилища к среднему за многолетний период объема годового стока ГЭС:

$$\bar{W} = Q \cdot t = 600 \cdot 31536000 \cdot 10^{-9} = 18,91 \text{ км}^3; \quad (2.17)$$

$$\beta = \frac{V_{\text{пол}}}{\bar{W}} = \frac{4,01}{18,91} = 0,21. \quad (2.18)$$

По полученному коэффициенте зарегулированности стока $\beta = 0,21$ получим годичное регулирование стока т.е. цикл длится один год.

2.2 Определение установленной мощности на основании водно-энергетического расчета

2.2.1 Расчет режима работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственного комплекса

Расчеты начинаются с определения продолжительности и глубины сработки водохранилища. Для выбранного расчетного маловодного года (1922 г.) вычисляется значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле:

$$N_{\text{ГЭС}} = k_N \cdot Q^{\text{пол.быт}90\%} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (2.19)$$

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

$Q^{\text{пол.быт}90\%}$ – полезный бытовой расход расчетного маловодного года, $\text{м}^3/\text{с}$;

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

$$Q^{\text{пол.быт}90\%} = Q^{\text{быт}} - Q^{\text{сумм}} = Q^{\text{быт}} - (Q^{\text{исп}} + Q^{\text{лёд}} + Q^{\text{ф}}), \quad (2.20)$$

где $Q^{\text{исп}}$ – расход, расходуемый на испарение воды в водохранилище;

$Q^{\text{лёд}}$ – расход, расходуемый на льдообразование;

$Q^{\text{ф}}$ – потери воды на фильтрацию;

$Q^{\text{сумм}}$ – суммарные потери воды.

$$H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}} = Z_{\text{ВВ}} - Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t)) - \Delta h, \quad (2.21)$$

где $Z_{\text{ВВ}}$ – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке ∇ НПУ, м

$Z_{НБ}(Q_{НБ}(t))$ – уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды, определенным по летней или зимней кривой связи, м;
 Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях, $\Delta h = 0,7$ м.

Затем рассчитываем мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК по формуле:

$$N_{ВХК} = k_N \cdot Q_{ВХК} \cdot H_{ГЭС}^{подв}. \quad (2.22)$$

где $Q_{ВХК}$ – расход воды по требованиям участников водохозяйственного комплекса, м³/с.

Результаты расчетов представлены в приложении Б, таблица Б.2.

2.2.2 Баланс энергии

Построим график баланса энергий для Кызыльской ГЭС. Откладываем на графике $N_{ВХК}$, $N_{быт}$, $N_{сущ.ГЭС}$. Далее проводим линию гарантированной мощности так, чтобы площадь, заключенная между линией гарантированной мощности и $N_{ВХК}$ была равна мощности $N_{изб} = 800$ МВт. Таким образом, у нас 2 месяца под регулированием. Данные мощностей для построения баланса энергии представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Данные для построения баланса энергии

t, мес.	$P_{ср}$, МВт	$N_{сущ.ГЭС}$, МВт	$N_{быт}$, МВт	$N_{ВХК}$, МВт
1	8332	1267	128	199
2	8017	1161	114	199
3	7471	1056	100	199
4	6841	1056	153	199
5	6295	950	367	199
6	5979	844	548	199
7	5978	844	537	199
8	6292	950	407	199
9	6837	1056	321	199
10	7467	1056	223	199
11	8014	1161	152	199
12	8332	1267	140	199

Баланс энергии представлен на рисунке 2.3.

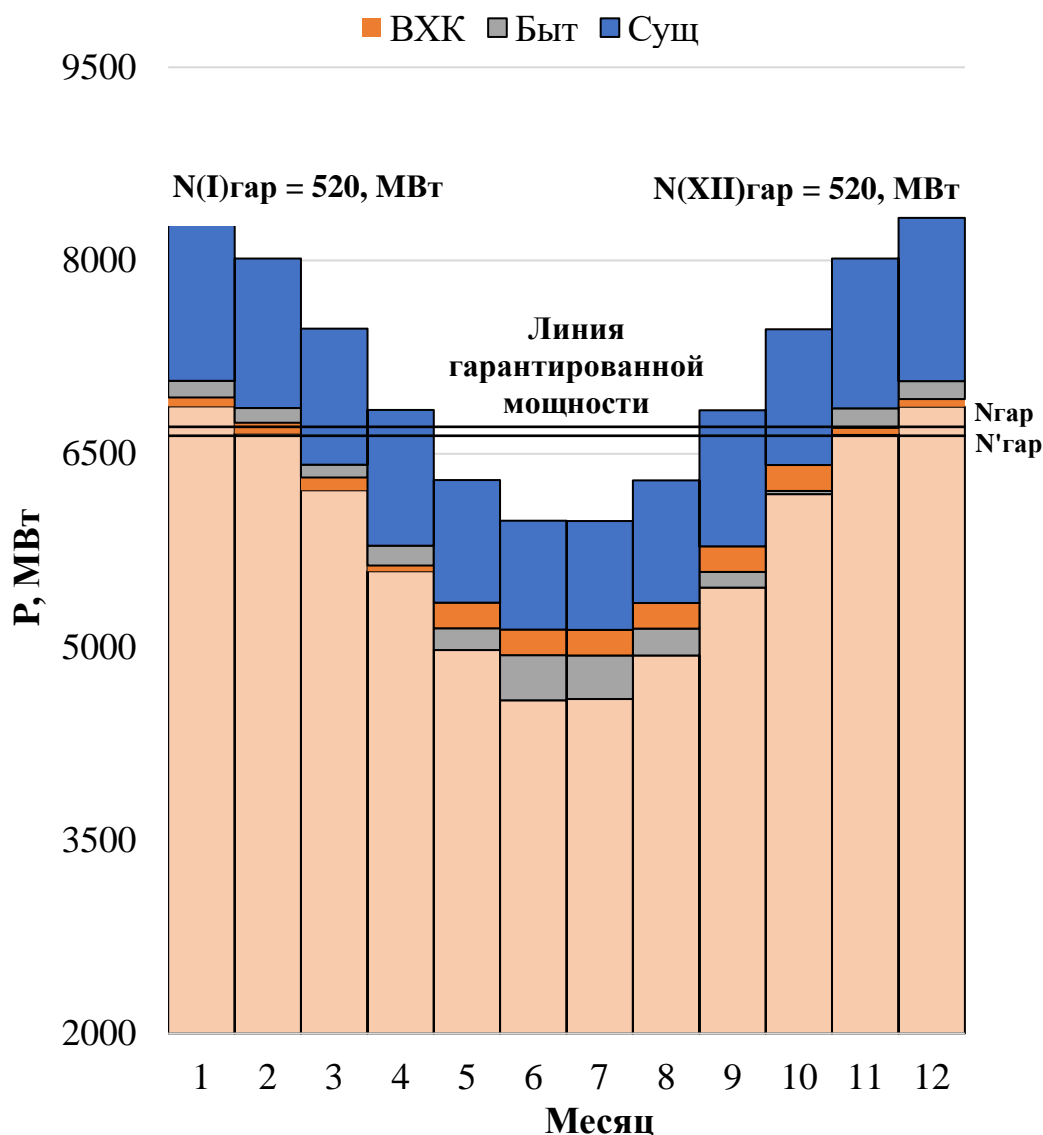


Рисунок 2.3 – Баланс энергии для проектируемой ГЭС

С помощью баланса энергии решается вопрос о начале сработки водохранилища. Месяц в который начинается сработка водохранилища принимается первый после половодья, в котором мощность ВХК превышает мощность проектируемой ГЭС по водотоку, в рассматриваемом случае это ноябрь.

2.2.3 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году

Расчет режима работы ГЭС в маловодном году производится для определения среднесуточной выработки, а также отметки УМО. Строится график сработки и наполнения водохранилища для маловодного года. Начало сработки водохранилища – одиннадцатый месяц. Расчет начинаем, когда водохранилище наполнено, уровень воды в нем равен отметке $V_{НПУ} = 750,00$ м и $V_{НПУ} = 8,122$ км³. В результате расчёта первой итерации (рисунок Б.1, приложение Б) начальные объемы и отметки меньше конечных, это значит

водохранилище переполнено, чтобы это исправить необходимо, увеличить гарантированную мощность. После повышения гарантированной и второй итерации (рисунок Б.2, приложение Б) объёмы сошлись. С учетом новой гарантированной мощности изменяем на балансе энергии линию гарантированной мощности с $N_{\text{гар}} = 800 \text{ МВт} \rightarrow N_{\text{гар}}' = 1040 \text{ МВт}$. $\mathcal{E}_{\text{год}} = 2,322 \text{ млрд.кВт}\cdot\text{ч}$.

2.2.4 Расчет установленной мощности, проектируемой ГЭС

Определим рабочую мощность Кызыльской ГЭС для декабря (января). Необходимо использовать ИКН каждого месяца для того, чтобы найти рабочую мощность ГЭС этих месяцев. Так как ИКН для соседних месяцев схожи, то считаем их одинаковыми. Тогда для декабря и января нам понадобится одна ИКН. ИКН для декабря (января) представлена на рисунке Б.3 приложение Б.

$$N_{\text{уст}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{раб}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{рез}}^{\text{ГЭС}} = 901 + 19 = 920 \text{ МВт}, \quad (2.23)$$

где $N_{\text{раб}}^{\text{ГЭС}} = 901 \text{ МВт}$ – максимальная рабочая мощность;

$N_{\text{рез}}^{\text{ГЭС}}$ – резервная мощность ГЭС.

$$N_{\text{рез}}^{\text{ГЭС}} = 2\% \cdot N_{\text{раб}}^{\text{ГЭС}} = 2\% \cdot 901 = 19 \text{ МВт}. \quad (2.24)$$

2.2.5 Баланс мощности

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв энергосистемы равен 2 % от $N_{\text{раб}}^{\text{ГЭС}}$, аварийный резерв составляет 7 % от $N_{\text{раб}}^{\text{ГЭС}}$. Нагрузочный резерв расположен на существующей ГЭС, на проектируемый ГЭС, на существующих ТЭЦ. Аварийный будет размещен на ТЭС. Капитальные ремонты оборудования производится с учетом технико-экономических особенностей. Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, в которых оно не полностью используется. Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{пр.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{901}{6} = 150 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год}. \quad (2.25)$$

Капитальный ремонт оборудования ТЭС можно планировать, исходя из расчета остановок каждого агрегата на период ремонта в среднем 1 раз в 2 года.

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \left(\frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot \frac{1}{2} \text{ мес} + \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot 1 \text{ мес} \right) \cdot \frac{1}{2} = 1434 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год}. \quad (2.26)$$

Расчет мощностей энергосистемы в маловодном году представлен в таблице 2.7. Баланс мощности представлен на рисунке 2.4.

Таблица 2.7 – Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Система			Существующая ГЭС			Проектируемая ГЭС			ТЭС			
$P_{с.макс}$ МВт	$N_{н.р.}$ МВт	$N_{а.р.}$ МВт	$N_{раб.}$ МВт	$N_{н.р.}$ МВт	$N_{рем.}$ МВт	$N_{раб.макс}$ МВт	$N_{н.р.}$ МВт	$N_{рем.}$ МВт	$N_{раб.макс}$ МВт	$N_{а.р.}$ МВт	$N_{рем.}$ МВт	$N_{н.р.}$ МВт
8746	184	612	910	18	-	901	19	-	6895	490	-	146
8421	177	589	1050	25	-	495	10	-	6736	479	-	144
7859	165	550	1049	24	-	287	6	-	6452	452	-	135
7210	151	505	1048	23	-	285	6	-	5815	407	-	122
6648	140	465	1036	22	-	287	6	-	5325	373	358	112
6323	133	443	950	20	-	295	6	-	5078	355	358	107
6321	133	442	950	20	-	304	6	-	5067	355	358	107
6645	140	465	1036	22	-	312	7	-	5297	371	358	111
7206	151	504	1038	24	202	395	8	-	5691	398	-	119
7856	165	550	1046	24	-	473	9	150	6229	436	-	131
8419	177	589	1050	25	-	497	10	-	6736	472	-	142
8746	184	612	910	18	-	901	19	-	6929	485	-	146

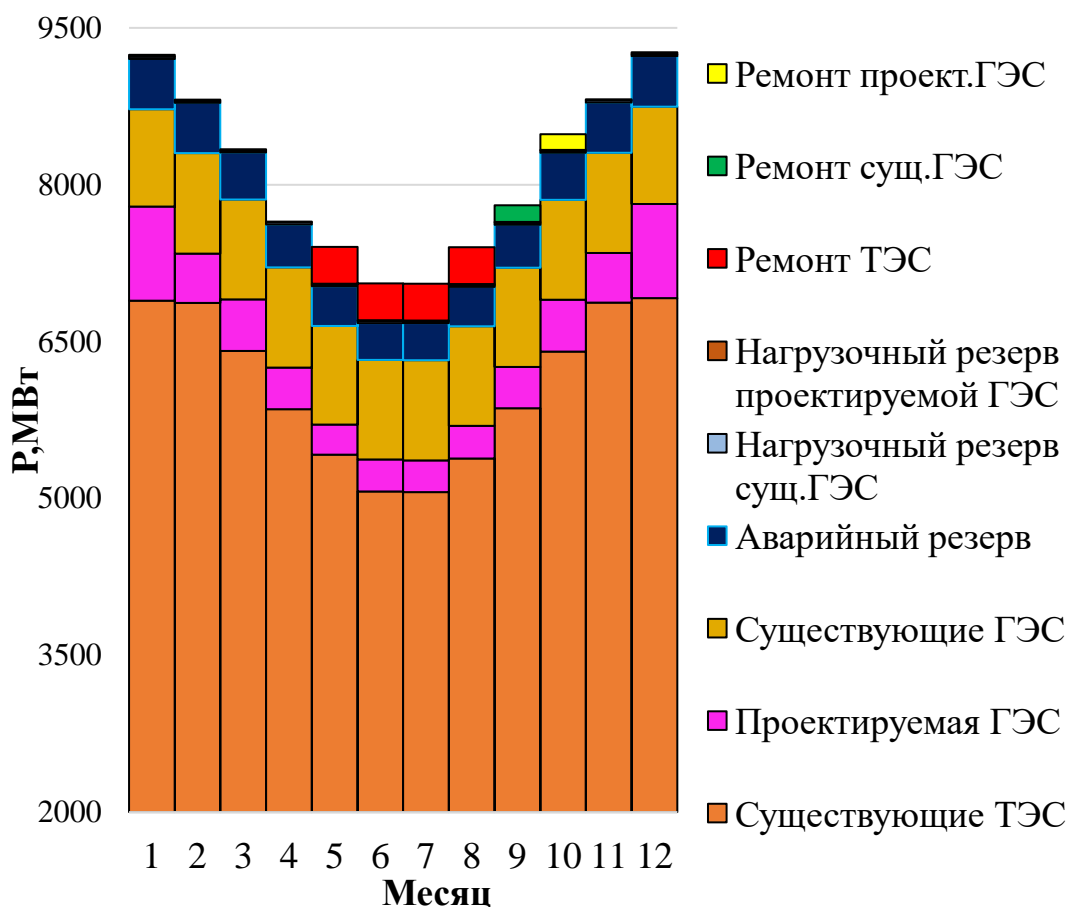


Рисунок 2.4 – Баланс мощности

2.2.6 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в средневодном году, определение среднемноголетней выработки

Задача ВЭР режима работы ГЭС в средневодном году состоит в том, чтобы определить среднемноголетнюю выработку. Строится график, на котором отображаются сработка и наполнение водохранилища для средневодного и маловодного года. Выполнено два вида сработки: по отметкам маловодного года и по мощностям декабря, января (рисунок Б.4, Б.5, приложение Б). Из двух методов выбирается тот, где среднемноголетняя выработка больше. Выработка оказалась больше в режиме сработки по отметкам. Среднемноголетняя выработка – 2,322 млрд. кВт·ч. График сработки и наполнения водохранилища представлен на рисунке 2.5

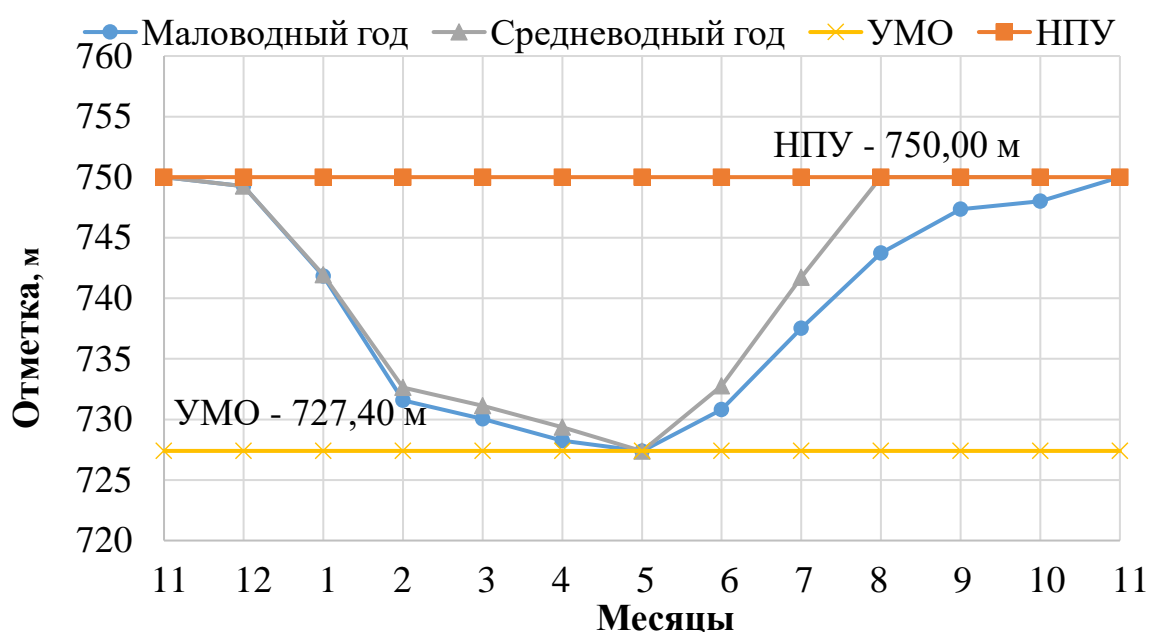


Рисунок 2.5 – График сработки и наполнения водохранилища для средневодного и маловодного года

2.2.7 Построение режимного поля

Необходимо определить область допустимой работы, проектируемой ГЭС, для этого строится режимное поле с указанием линий ограничений по минимальному расходу, мощности и пропускной способности, из которого определяем диапазон изменения напоров и расходов

Построение этих характеристик выполняется по уравнению:

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = Z_{вб}(V_{сраб}) - Z_{нб}(V_{нб}) - \Delta h, \quad (2.27)$$

где Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях.

Уравнение линии ограничения по расчетной установленной мощности:

$$N_{\text{уст,расч}} = k_N \cdot H_{\text{ГЭС}} \cdot Q_{\text{ГЭС}}, \quad (2.28)$$

где $k_N = 8,8$ – коэффициент мощности.

Уравнение линии ограничения по пропускной способности ГЭС:

$$Q_{\text{ГЭС}} = Q_{\text{ГЭС}}^{\text{max}} \cdot \sqrt{\frac{H_{\text{ГЭС}}}{H_{\text{расч}}^N}}, \quad (2.29)$$

где $Q_{\text{ГЭС}}^{\text{max}}$ – максимальная пропускная способность ГЭС.

Ограничение по минимальному расходу $Q_{\text{min}} = Q_{\text{сан.попуск}} = 170 \text{ м}^3/\text{с}$.

Далее строится режимное поле с указанными ограничениями. Результаты расчета режимного поля представлены в таблице 2.8 и на рисунке 2.6.

Таблица 2.8 – Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Кривые связи НБ		Напорные характеристики			Линия ограничения. по расчёту установленной. мощности		Линия ограничения. по пропускной. способности. ГЭС		Линия ограничения. по санитарному попуску	
$Q_{\text{НБ}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$Z_{\text{НБ}},$ м	$H_{\text{НПУ}},$ м	$H_{\text{УМО}},$ м	$H_{\text{ЗВБ}}(p), \text{м}$	$H, \text{м}$	$Q, \text{м}^3/\text{с}$	$H, \text{м}$	$Q, \text{м}^3/\text{с}$	$H, \text{м}$	$Q, \text{м}^3/\text{с}$
0	680,00	69,30	46,68	55,46	40,00	2613,60	26,00	1658,6	32,00	170,00
100	681,71	67,59	44,97	53,75	42,00	2489,20	28,00	1721,2	36,00	170,00
200	682,30	67,00	44,38	53,16	44,00	2376,00	30,00	1781,6	40,00	170,00
300	682,88	66,42	43,80	52,58	46,00	2272,70	32,00	1840,1	44,00	170,00
400	683,44	65,86	43,24	52,02	48,00	2178,00	34,00	1896,7	48,00	170,00
500	683,97	65,33	42,71	51,49	50,00	2090,90	36,00	1951,7	52,00	170,00
600	684,48	64,82	42,20	50,98	52,00	2010,50	38,00	2005,2	56,00	170,00
700	684,96	64,34	41,72	50,50	54,00	1936,00	40,00	2057,2	60,00	170,00
800	685,39	63,91	41,29	50,07	56,00	1866,90	42,00	2108	64,00	170,00
900	685,79	63,51	40,89	49,67	58,00	1802,50	44,00	2157,7	68,00	170,00
1000	686,14	63,16	40,54	49,32	60,00	1742,40	46,00	2206,1	72,00	170,00
1100	686,44	62,86	40,24	49,02	62,00	1686,20	48,00	2253,6	-	-
1200	686,69	62,61	39,99	48,77	64,00	1633,50	50,00	2300,1	-	-
1300	686,88	62,42	39,80	48,58	66,00	1584,00	52,00	2345,6	-	-
1400	687,01	62,29	39,67	48,45	68,00	1537,40	54,00	2390,3	-	-
1500	687,08	62,22	39,60	48,38	-	-	56,00	2434,2	-	-
1600	687,28	62,02	39,40	48,18	-	-	58,00	2477,3	-	-
1700	687,48	61,82	39,20	47,98	-	-	60,00	2519,6	-	-
1800	687,68	61,62	39,00	47,78	-	-	-	-	-	-
1900	687,88	61,42	38,80	47,58	-	-	-	-	-	-
2000	688,08	61,22	38,60	47,38	-	-	-	-	-	-
2100	688,28	61,02	38,40	47,18	-	-	-	-	-	-
2200	688,48	60,82	38,20	46,98	-	-	-	-	-	-
2300	688,68	60,62	38,00	46,78	-	-	-	-	-	-

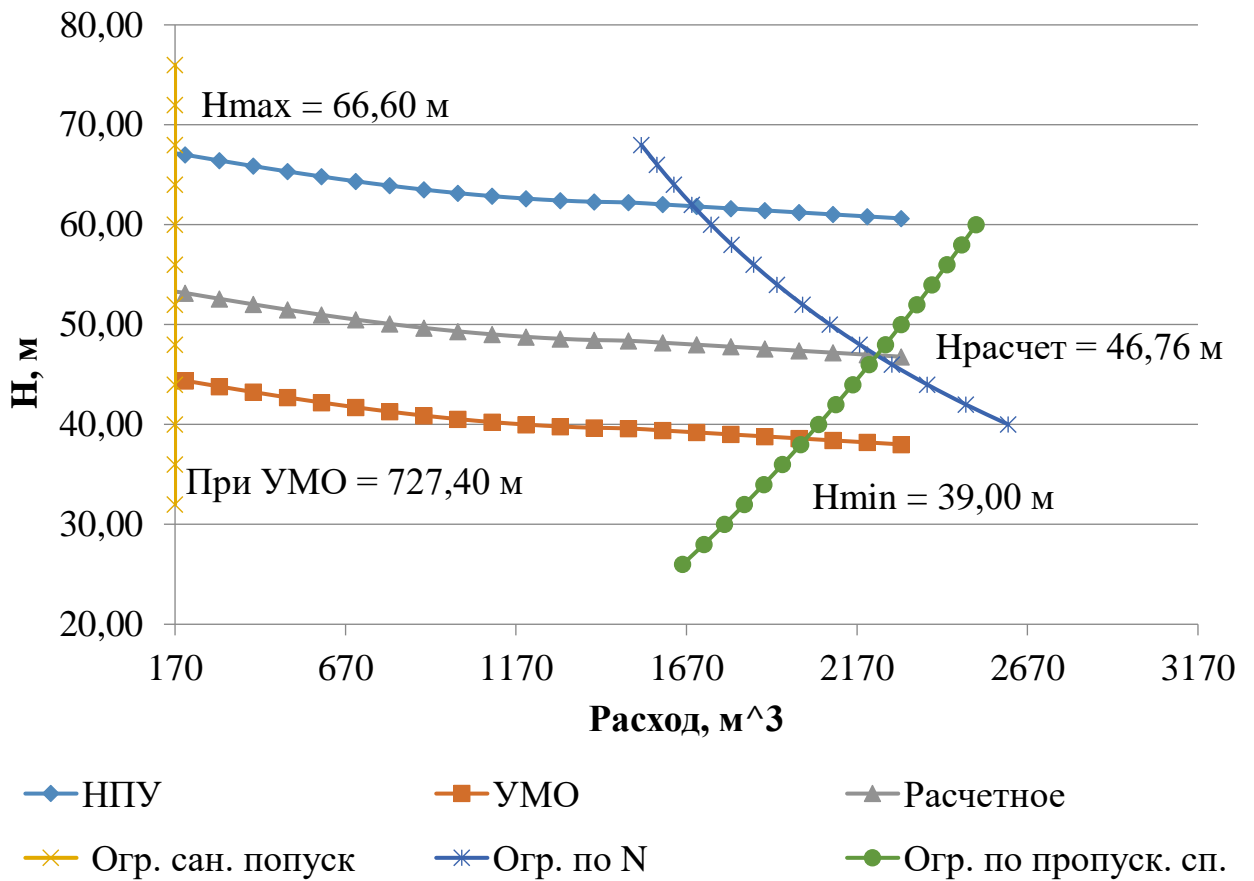


Рисунок 2.6 – Режимное поле Кызыльского водохранилища

Из построенного режимного поля определили: максимальный напор $H_{\max} = 66,60$ м, расчётный напор $H_{\text{расч}} = 46,76$ м, минимальный напор $H_{\min} = 39,00$ м.

3 Основное и вспомогательное оборудование ГЭС

3.1 Выбор системы и типа гидротурбины

Выбор оборудования с использованием главных универсальных характеристик (далее ГУХ) состоял в том, чтобы для каждого рассматриваемого типа турбин, подобрать такие варианты диаметра рабочего колеса (D_1) и синхронной частоты вращения ($n_{\text{синх}}$), при которых в области допустимых режимов по напору и расходу воды проектируемая ГЭС работала бы с наибольшим КПД при минимальном заглублении и количестве установленных агрегатов.

Таким образом был осуществлен подбор вариантов турбин основываясь на полученном из режимного поля (Рис. 2.6) диапазона напоров. Модельные параметры подходящих гидротурбин представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Параметры турбинного оборудования

Параметры	ПЛ70-В	ПЛД70-В	РО75-В(а)	РО75-В(б)
$H_{\text{пред}}, \text{ м}$	70	70	75	75
$H_{\text{min}}/H_{\text{max}}$	0,50	0,50	0,60	0,60
$n'_{\text{опт}}, \text{ об/м}$	106	107	83	79
$Q_{\text{I опт}}, \text{ л/с}$	860	1020	1020	1015
$\eta_{\text{м опт}}$	0,902	0,907	0,920	0,918
$Q'_{\text{I max}}, \text{ л/с}$	1400	1600	1200	1185
$\sigma(Q'_{\text{I max}})$	0,55	0,60	0,13	0,13
$D_{\text{I м}}, \text{ м}$	0,460	0,345	0,460	0,46
$H_{\text{мод}}, \text{ м}$	4	6	4	4
$t_{\text{мод}}, \text{ }^\circ\text{C}$	4	7	20	7

3.2 Выбор номинального диаметра рабочего колеса

Задается ряд стандартных значений диаметров D_1 . Из намеченных вариантов гидротурбин рассчитываются их параметры:

КПД натурной турбины:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \sqrt[5]{\frac{D_{1\text{мод}}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_{\text{мод}}}{H_p}} \cdot \sqrt[5]{\frac{v_H}{v_{\text{мод}}}} \right), \quad (3.1)$$

где η_M – КПД модельной турбины;

ε – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям. Принимается для ПЛ и ПЛД: $\varepsilon = 0,75$; для РО:

$$\varepsilon = \begin{cases} 0,25 + 0,5 \cdot \frac{Q'_{I\text{ р.т.}}}{Q'_{I\text{ опт}}} & \text{при } Q'_{I\text{ р.т.}} < Q'_{I\text{ опт}}, \\ 0,75 & \text{при } Q'_{I\text{ р.т.}} > Q'_{I\text{ опт}} \end{cases}, \quad (3.2)$$

где $Q'_{I\text{ р.т.}}$ – приведенный расход в расчётной точке;

$Q'_{I\text{ опт}}$ – приведенный расход в точке оптимума);

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

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

D_1 – диаметр натурной турбины;

H_p – расчётный напор натурной турбины;

ν_n – коэффициент кинематической вязкости воды натурной турбины.

Приняли в нашем случае (10°C) $\nu_n = 1,3 \cdot 10^6 \text{ м}^2/\text{с}$;

$\nu_{\text{мод}} = 1,01$ – коэффициент кинематической вязкости воды модельной турбины.

Мощность агрегата в расчетной точке:

$$N_{\text{агр}} = 9,81 \cdot Q'_{I\text{р}} \cdot D_1^2 \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_t \cdot \eta_g, \quad (3.3)$$

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

η_t – КПД натурной турбины;

η_g – КПД генератора. Принимается в нашем случае $\eta_g = 0,975$.

Количество агрегатов (с последующим округлением до целого числа):

$$Z_{\text{агр}} = \frac{N_{\text{уст}}}{N_{\text{агр}}}, \quad (3.4)$$

где $N_{\text{уст}}$ – установленная мощность ГЭС ($N_{\text{уст}}=920 \text{ МВт}$);

$N_{\text{агр}}$ – мощность агрегата.

Потребовалось округление числа агрегатов в большую сторону до целого числа ($Z'_{\text{агр}}$), а также уточнение мощности гидроагрегата в расчётной точке ($N'_{\text{агр}}$):

$$N'_{\text{агр}} = \frac{N_{\text{уст}}}{Z'_{\text{агр}}}. \quad (3.5)$$

Поправка КПД:

$$\delta = \frac{\eta_t}{\eta_m}, \quad (3.6)$$

где η_t – КПД турбины;

η_m –КПД модели.

Частота вращения турбины

$$n' = \frac{n'_{1p} \sqrt{\delta \cdot H_p}}{D_1}, \quad (3.7)$$

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

δ – поправка на КПД;

H_p – расчётный напор натурной турбины;

D_1 – диаметр натурной турбины;

Частота вращения турбины округляется до стандартного ряда.

Приведенные частоты вращения:

$$n'_{1 \max} = \frac{n'_{\text{синх}} D_1}{\sqrt{\delta \cdot H_{\min}}}; \quad (3.8)$$

$$n'_{1 \text{ расч}} = \frac{n'_{\text{синх}} D_1}{\sqrt{\delta \cdot H_{\text{расч}}}}; \quad (3.9)$$

$$n'_{1 \min} = \frac{n'_{\text{синх}} D_1}{\sqrt{\delta \cdot H_{\max}}}. \quad (3.10)$$

Произведения приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_p \cdot \eta_T = \frac{N'_{\text{агр}}}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_G}, \quad (3.11)$$

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

D_1 – диаметр натурной турбины;

H_p – расчётный напор натурной турбины;

η_G – КПД генератора.

Произведение для ограничения по генератору:

$$Q'_{\max} \cdot \eta_T = \frac{N'_{\text{агр}}}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{\max}^{1,5} \cdot \eta_G}, \quad (3.12)$$

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

D_1 – диаметр натурной турбины;

H_{\max} – максимальный напор натурной турбины;

η_G – КПД генератора;

Левая часть уравнений (3.11) и (3.12), определена подбором такого положения точек на линиях $n'_{1 \text{ расч}}$ и $n'_{1 \max}$ соответственно. Положение точек подобрано таким образом, чтобы произведение $Q'_p \cdot \eta_T$ обеспечивало выполнение указанного равенства.

По формулам (3.1) – (3.12) величины для разных диаметров натуральных турбин сводятся в таблицу 3.2 для ПЛД70–В, в таблицу 3.3 для ПЛ70–В, в таблицу 3.4 для РО75–В(а), в таблицу 3.5 для РО75–В(б).

Таблица 3.2 – Результаты расчёта параметров оборудования для различных значений D_1 гидротурбины ПЛД70–В

Параметр	ПЛД70–В				
	5,0	5,3	5,6	6,0	6,3
D_1	5,0	5,3	5,6	6,0	6,3
η_T	0,931	0,928	0,924	0,925	0,925
N_{agr}	111592	126307	119123	133466	147213
Z'_{agr}	8,2	7,3	7,9	6,9	6,2
Z_{agr}	9,0	8,0	8,0	8,0	8,0
N'_{agr}	102000	115000	115000	115000	115000
δ	1,052	1,052	1,059	1,061	1,061
n'	150,5	141,6	133,2	124,7	118,8
$n'_{синх}$	166,7	142,8	136,4	130,4	125,0
$n'_{I_{max}}$	99,3	90,4	91,0	92,7	93,4
$n'_{I_{расч}}$	118,5	107,9	108,6	110,7	111,5
$n'_{I_{mix}}$	130,1	118,2	118,9	121,5	122,4
$Q'_p \cdot \eta_T$	1,35	1,34	1,20	1,05	0,97
$Q'_{max} \cdot \eta_T$	0,79	0,79	0,71	0,62	0,57

Таблица 3.3 – Результаты расчёта параметров оборудования для различных значений D_1 гидротурбины ПЛ70–В

Параметр	ПЛ70–В				
	5,3	5,6	6,0	6,3	6,7
D_1	5,3	5,6	6,0	6,3	6,7
η_T	0,925	0,930	0,929	0,929	0,926
N_{agr}	106285	141082	162058	178747	170803
Z'_{agr}	8,6	7,3	5,7	5,2	5,5
Z_{agr}	9,0	8,0	6,0	6,0	6,0
N'_{agr}	102000	115000	153333	153333	153333
δ	1,061	1,052	1,053	1,053	1,063
n'	141,2	134,0	125,1	119,2	111,4
$n'_{синх}$	150,0	136,4	136,4	125,0	115,4
$n'_{I_{max}}$	94,3	91,3	97,7	94,0	92,0
$n'_{I_{расч}}$	112,6	108,9	116,6	112,2	109,8
$n'_{I_{mix}}$	123,6	119,2	127,7	122,9	120,2
$Q'_p \cdot \eta_T$	1,20	1,20	1,39	1,26	1,12
$Q'_{max} \cdot \eta_T$	0,70	0,71	0,82	0,74	0,67

Таблица 3.4 – Результаты расчёта параметров оборудования для различных значений D_1 гидротурбины РО75–В(а)

Параметр	РО75–В(а)				
	5,6	6,0	6,3	6,7	7,1
D_1	5,6	6,0	6,3	6,7	7,1
η_T	0,924	0,924	0,925	0,925	0,926
N_{agr}	103672	116036	131357	148652	167021

Окончание таблицы 3.4

Параметр	PO75–B(a)				
$Z'_{\text{агр}}$	8,9	7,9	7,0	6,2	5,5
$Z_{\text{агр}}$	9,0	8,0	8,0	8,0	6,0
$N'_{\text{агр}}$	102222	155000	155000	155000	153333
δ	1,051	1,051	1,052	1,053	1,053
n'	103,9	102,0	92,4	86,9	82,0
$n'_{\text{синх}}$	107,1	107,1	93,8	88,2	83,3
$n'_{\text{I max}}$	71,7	76,8	70,6	70,6	71,6
$n'_{\text{I расч}}$	85,6	91,6	84,3	84,2	84,3
$n'_{\text{I mix}}$	83,7	100,4	92,3	92,2	92,3
$Q'_p \cdot \eta_T$	1,07	1,07	0,95	0,84	0,99
$Q'_{\text{max}} \cdot \eta_T$	0,63	0,63	0,56	0,49	0,59

Таблица 3.5 – Результаты расчёта параметров оборудования для различных значений D_1 гидротурбины PO75–B(б)

Параметр	PO75–B(б)				
D_1	5,6	6,0	6,3	6,7	7,1
η_T	0,930	0,931	0,931	0,932	0,932
$N_{\text{агр}}$	108860	125041	137915	156065	175340
$Z'_{\text{агр}}$	8,5	7,4	6,7	5,9	5,2
$Z_{\text{агр}}$	9,0	8,0	8,0	6,0	6,0
$N'_{\text{агр}}$	102222	115000	115000	153333	153333
δ	1,054	1,054	1,055	1,055	1,056
n'	99,0	92,4	88,1	82,8	78,2
$n'_{\text{синх}}$	88,2	83,3	88,2	75,0	71,4
$n'_{\text{I max}}$	59,0	59,7	66,3	59,9	60,5
$n'_{\text{I расч}}$	70,4	71,2	79,1	71,5	72,2
$n'_{\text{I mix}}$	77,1	77,9	86,6	78,3	79,0
$Q'_p \cdot \eta_T$	1,07	1,05	0,95	1,12	0,99
$Q'_{\text{max}} \cdot \eta_T$	0,63	0,62	0,56	0,66	0,59

Выбор подходящего типа гидротурбин производится по следующим критериям:

Не рассматривались гидротурбины, у которых линия ограничения по минимальному расходу выходит за пределы универсальной характеристики или находится за точкой оптимума.

Не рассматривались гидротурбины, у которых в промежутке между максимальными и минимальными приведенными оборотами точка оптимума находится слишком близко к линии максимальных оборотов (поскольку турбина должна работать с наибольшим КПД в диапазоне напоров от максимального до расчетного).

Турбина должна иметь максимальный КПД, оптимальную зону работы, удовлетворять условиям транспортировки, иметь оптимальное количество агрегатов.

Стоит отметить, что подавляющее большинство зон работ турбин, а именно все рассматриваемые варианты для диаметров РО75–В(а), а также все, за исключением одного, диаметры РО–75В(б) не входят в зону ГУХ, следовательно, принимаем решение не вести расчет этих турбин на высоту отсасывания, поскольку их дальнейший анализ не удовлетворяет условиям выбора оборудования.

Помимо того ориентируясь на ближайшие ГЭС аналоги, выбираемые по установленной мощности и расчетному напору выбираем из представленных диаметров лишь те, при которых количество агрегатов равно 8 или 6.

Таким образом к дальнейшему рассмотрению проходят следующие варианты:

ПЛД–70В (D1=5,3;5,6;6,0;6,3);

ПЛ–70В (D1=5,6;6,0;6,3;6,7);

РО–75В(б) (D1=6,3).

3.3 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины

Отметка расположения рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её бескавитационной работы:

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

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

H_s – высота отсасывания.

Расчетное значение высоты отсасывания H_s определено наиболее неблагоприятным с точки зрения кавитации режимом работы гидротурбинного оборудования. Анализ кавитационной характеристики показывает, что 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.

$$H_s = 10,33 - \frac{Z_{нб}(Q_{нб})}{900} - \sigma H - \Delta H_s + \Delta Z_{x.пл}, \quad (3.14)$$

где ΔH_s – дополнительное заглубление рабочего колеса, учитывающее неточности определения σ при модельных испытаниях, масштабный эффект и антикавитационный запас (1,5 м);

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

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

$\Delta Z_{x\text{пл}}$ – разность высот отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин. Для ПЛ турбин $\Delta Z_{x\text{пл}} = 0$, а для РО и ПЛД турбин:

$$\Delta Z_{x\text{пл}} = B_0/2, \quad (3.15)$$

где B_0 – высота направляющего аппарата натурной турбины, которая пересчитана с модели по формуле:

$$B_0 = B_{0\text{мод}} \cdot \frac{D_1}{D_{1\text{мод}}}. \quad (3.16)$$

Расчеты высоты отсасывания для выбранных диаметров турбин представлены в таблице 3.6:

Таблица 3.6 – Параметры и расчеты для определения высоты отсасывания

Параметр	ПЛД–70В				РО–75В(б)	ПЛ–70В			
	5,3	5,6	6	6,3		5,6	6,0	6,3	6,7
D_1	5,3	5,6	6	6,3	6,3	5,6	6,0	6,3	6,7
$Q'_{\text{max}} \cdot \eta_T$	0,808	0,710	0,841	0,763	0,557	0,724	0,619	0,661	0,763
$Q'_p \cdot \eta_T$	1,374	1,208	1,429	1,296	0,947	1,231	1,053	1,123	1,296
Q'_{max}	0,89	0,801	0,91	0,83	0,64	0,79	0,690	0,736	0,83
η_{max}	0,889	0,886	0,901	0,895	0,852	0,895	0,897	0,896	0,895
σ_{max}	0,18	0,15	0,19	0,16	0,06	0,17	0,14	0,15	0,16
$Q'_{\text{расч}}$	1,51	1,36	1,58	1,42	1,03	1,38	1,18	1,27	1,42
$\eta_{\text{расч}}$	0,889	0,898	0,881	0,893	0,916	0,871	0,892	0,884	0,893
$\sigma_{\text{расч}}$	0,87	0,40	0,57	0,43	0,11	0,52	0,39	0,43	0,43
Q'_{min}	1,39	1,24	1,46	1,32	1,03	1,32	1,15	1,20	1,32
η_{min}	0,892	0,897	0,879	0,892	0,910	0,879	0,889	0,888	0,892
σ_{min}	0,42	0,34	0,46	0,37	0,11	0,46	0,34	0,40	0,37
Q_{max}	155,6	205,7	204,8	205,7	158,6	154,7	203,4	270,7	205,7
$Q_{\text{расч}}$	289,7	289,2	389,4	384,0	280,6	295,5	291,4	390,9	384,0
Q_{min}	317,5	242,8	428,9	427,5	334,9	337,8	256,7	336,4	427,5
Z_{max}	682,0	682,3	682,3	682,3	682,0	682,0	682,3	682,7	682,3
$Z_{\text{расч}}$	682,8 2	682,8	683,3	683,3	682,7	682,8	682,8	683,3	683,3
Z_{min}	682,9 8	682,5	683,6	683,6	683,1	683,	682,6	683,1	683,6
$H_s (H_{\text{max}})$	-3,62	-0,91	-4,19	-2,22	4,27	-3,16	-1,14	-1,97	-2,22
$H_s (H_{\text{расч}})$	-3,62	-9,66	-4,19	-2,22	0,80	-26,61	-10,14	-11,90	-2,22
$H_s (H_{\text{min}})$	-19,97	-4,13	-22,44	-16,38	0,64	-22,56	-6,55	-7,29	-16,38
min	-19,97	-9,66	-22,44	-16,38	0,64	-26,61	-10,14	-11,90	-16,38

В данном случае самый лучший вариант из представленных является турбина РО–75В(б) (6,3) так, как только она имеет наименьшую максимальную высоту отсасывания. Составляющую + 0,64 м. А также данная турбина устраивала нас в приведённых выше сравнениях кроме того на данную турбину

есть подходящий заводской генератор и в отечественной практике на станциях в большем приоритете применение радиально-осевых турбин.

Рабочая зона гидротурбины РО–75В(б) на главной универсальной характеристике представлена в приложении В, рисунок В.1.

3.4 Расчёт и построение плана металлической спиральной камеры с круглым сечением и полным охватом

Металлические спиральные камеры ($\varphi = 345 \div 360^\circ$) имеют круглые поперечные сечения с переходом на эллиптические в районе зуба, они служат для подвода воды к турбине и формирования потока на входе в направляющий аппарат. При средних и высоких напорах применяются металлические камеры с круглыми сечениями.

Поток, проходящий через спиральную камеру задан тремя главными условиями: обеспечение равномерного распределения расхода по окружности направляющего аппарата, обеспечение одинаковой загрузки потока (постоянство момента скорости) перед направляющим аппаратом, размеры радиальных сечений спиральной камеры должны быть подобраны так, чтобы средние скорости потока в них не превосходили предельных значений.

По чертежу проточной части (рисунок В.2, приложение В) модельной гидротурбины были определены основные геометрические размеры гидротурбины:

Высота направляющего аппарата:

$$b_0 = 0,35 \cdot D_1 = 0,35 \cdot 6,3 = 2,205 \text{ м.} \quad (3.17)$$

Угол охвата: $\varphi_0 = 345^\circ$.

Высота статора:

$$b_1 = b_0 + 0,02 = 2,205 + 0,02 = 2,225 \text{ м.} \quad (3.18)$$

Основные размеры статора: $D_a = 9,70 \text{ м}$; $D_b = 8,42 \text{ м}$;

$D_4 = 10,05 \text{ м}$; $R = 5,60 \text{ м}$; $h_1 = 0,48 \text{ м}$;

Полная высота статора:

$$H_1 = b_1 + 2 \cdot h = 2,225 + 2 \cdot 0,48 = 2,925 \text{ м.} \quad (3.19)$$

Принята скорость потока во входном сечении спиральной камеры для расчетного напора $v_{вх} = 6,82 \text{ м/с}$.

Расчётный расход:

$$Q_p = \frac{N_{ГА}}{9,81 \cdot \eta_T \cdot H_{расч}} = \frac{115000}{9,81 \cdot 0,931 \cdot 46,76} = 269,05 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (3.20)$$

Расход через входное сечение:

$$Q_{\text{вх}} = Q_p \cdot \frac{\varphi}{360^\circ} = 269,05 \cdot \frac{345^\circ}{360^\circ} = 257,84 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.21)$$

Площадь входного сечения спиральной камеры:

$$F_{\text{вх}} = \frac{Q_{\text{вх}}}{v_{\text{вх}}} = \frac{257,84}{6,82} = 37,81 \text{ м}^2. \quad (3.22)$$

Радиус входного сечения:

$$r_{\text{вх}} = \sqrt{\frac{F_{\text{вх}}}{\pi}} = \sqrt{\frac{37,81}{3,14}} = 3,47 \text{ м}. \quad (3.23)$$

Расстояние от оси турбины до центра входного сечения:

$$a_{\text{вх}} = R_4 + \sqrt{r_{\text{вх}}^2 - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} = 5,025 + \sqrt{3,47^2 - \left(\frac{3,185}{2}\right)^2} = 8,11 \text{ м}. \quad (3.25)$$

Наружный радиус входного сечения:

$$R_{\text{вх}} = a_{\text{вх}} + r_{\text{вх}} = 8,11 + 3,47 = 11,57 \text{ м}. \quad (3.24)$$

Значение $\frac{\varphi}{c}$ входного сечения:

$$\frac{1}{c} \cdot \varphi = a - \sqrt{a^2 - r^2} = 8,11 - \sqrt{8,11^2 - 3,47^2} = 0,77; \quad (3.25)$$

При принятом значении:

$$\frac{1}{c} = 0,81; \quad (3.26)$$

$$\varphi = \frac{\varphi_{\text{вх}}}{360} = 0,958. \quad (3.27)$$

Последовательно задаваясь рядом значений углов φ_i через $\Delta\varphi = 15^\circ$, рассчитаны все сечения спиральной камеры. Данные занесены в Таблицу 3.7

Таблица 3.7 – Расчет спиральной камеры

φ	-	-	-	-	-	x	x^2	p^2	p	a	R
-	$\frac{\varphi}{360^\circ}$	$\frac{\varphi}{C}$	$2 \cdot R_4 \cdot [3]$	$[4] - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2$	$\sqrt{[5]}$	$[6] + [3]$	$[7]^2$	$[8] + \left(\frac{H_1}{2}\right)^2$	$\sqrt{[9]}$	$R_4 + [7]$	$[10] + [11]$
°	°	-	м	м	м ⁻²	м	м ²	м ²	м	м	м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
345	0,958	0,780	7,836	5,300	2,302	3,082	9,498	12,034	3,469	8,107	11,576
330	0,917	0,746	7,495	4,959	2,227	2,973	8,837	11,373	3,372	7,998	11,370
315	0,875	0,712	7,155	4,619	2,149	2,861	8,185	10,721	3,274	7,886	11,160
300	0,833	0,678	6,814	4,278	2,068	2,746	7,542	10,078	3,175	7,771	10,946
285	0,792	0,644	6,473	3,937	1,984	2,628	6,908	9,444	3,073	7,653	10,727
270	0,750	0,610	6,133	3,597	1,896	2,507	6,283	8,819	2,970	7,532	10,501
255	0,708	0,576	5,792	3,256	1,804	2,381	5,668	8,204	2,864	7,406	10,270
240	0,667	0,542	5,451	2,915	1,707	2,250	5,062	7,598	2,756	7,275	10,031
225	0,625	0,509	5,111	2,574	1,605	2,113	4,465	7,001	2,646	7,138	9,784
210	0,583	0,475	4,770	2,234	1,495	1,969	3,878	6,414	2,533	6,994	9,527
195	0,542	0,441	4,429	1,893	1,376	1,817	3,300	5,836	2,416	6,842	9,257
180	0,500	0,407	4,088	1,552	1,246	1,653	2,732	5,268	2,295	6,678	8,973
165	0,458	0,373	3,748	1,212	1,101	1,474	2,172	4,708	2,170	6,499	8,668

Так как спиральная камера, для дальнейших углов φ принимает форму эллипса, то методика, указанная выше, не подходит. Поэтому построена плавная зависимость по уже имеющимся координатам R и φ до координаты ($\varphi = 0; R = \frac{D_b}{2} = \frac{8,42}{2} = 4,21$). Недостающий участок построен методом прогнозирования, с помощью линии тренда, в программной среде Microsoft Excel (Рисунок 3.1).

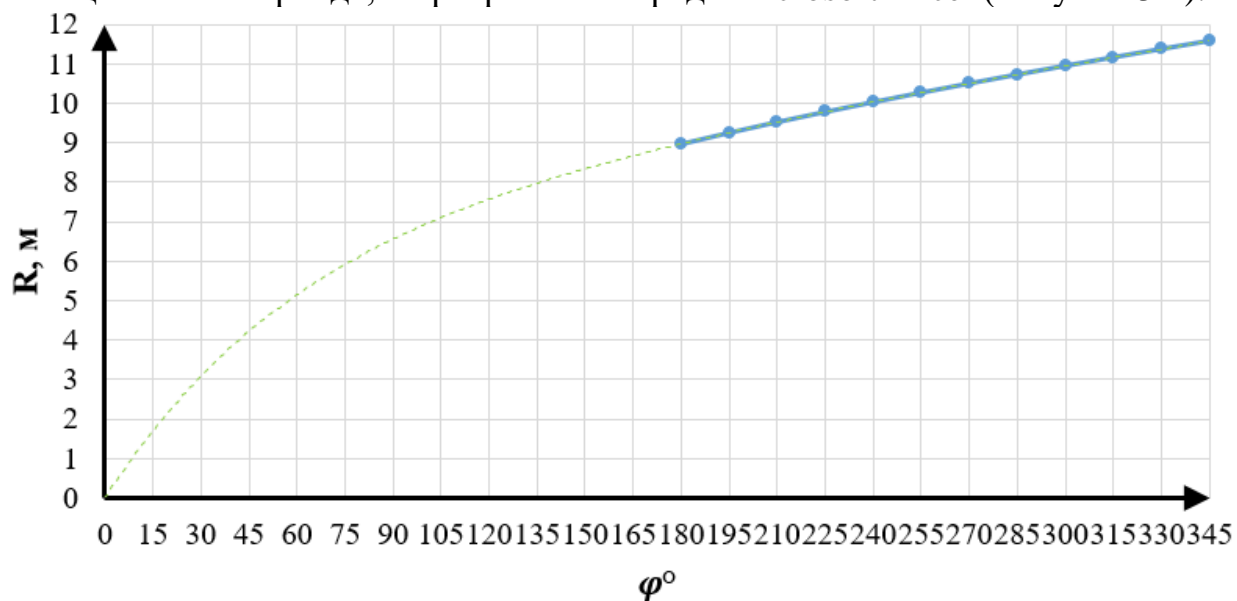


Рисунок 3.1 – Изменение наружного диаметра спиральной камеры $R = f(\varphi)$

С шагом в 15° сняты значения R_B в зависимости от угла φ .
 Размеры эллиптические сечений спиральной камеры:

$$p_1 = \frac{H_1}{2 \cdot \sin a_k}, \quad (3.28)$$

где $a_k = 35^\circ$.

Радиусы эллиптических сечений:

$$p_2 = \frac{R - (R_4 + p_1 \cdot (1 - \cos a_k))}{2 \cdot \cos a_k}. \quad (3.29)$$

Данные расчётов эллиптических сечений представлены в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Значение наружного и эллиптического радиуса

φ°	$p_1, \text{ м}$	$p_2, \text{ м}$	$R, \text{ м}$
150	2,776	1,716	8,34
135		1,495	7,98
120		1,246	7,57
105		0,961	7,10
90		0,630	6,56
75		0,238	5,92
60		-0,231	5,15
45		-0,800	4,22

Постоянная спиральной камеры:

$$k = \frac{Q_p}{2 \cdot \pi \cdot \frac{1}{C}} = \frac{269,05}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,81} = 52,66. \quad (3.30)$$

Угол потока в спиральной камере (на входе в колонны статора):

$$\operatorname{tg} \delta = \frac{Q_p / (2 \cdot \pi \cdot b_1)}{k} = \frac{269,05 / (2 \cdot 3,14 \cdot 2,225)}{52,66} = 0,365; \quad (3.31)$$

$$\delta = \operatorname{arctg} \left(\frac{Q_p / (2 \cdot \pi \cdot b_1)}{k} \right) = \operatorname{arctg}(0,365) = 20,10^\circ. \quad (3.32)$$

После данного расчёта построен теоретический эскиз спиральной камеры круглого сечения (Рисунок 3.2).

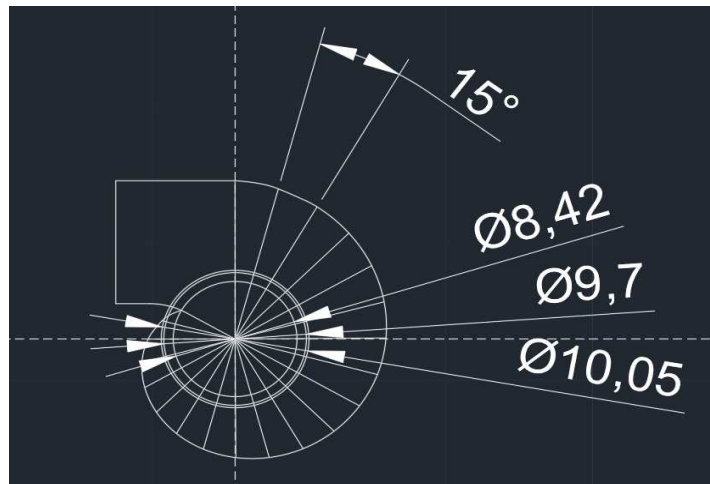


Рисунок 3.2 – Металлическая спиральная камера

3.5 Выбор типа серийного генератора

Гидрогенератор подбирается по справочным данным серийных типов по расчетному значению его номинальной мощности и синхронной частоте вращения. Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{тр. ном}} = \frac{N'_{\text{агр}}}{\cos \varphi}, \quad (3.33)$$

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

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

Требуемая синхронная частота вращения: $n_c = 88,2$ об/мин.

Опираясь на справочные данные был выбран гидрогенератор ВГС 1260/147-68.

Таблица 3.9 – Данные гидрогенератора

Тип	ВГС 1260/147-68
$S_{\text{НОМ}}$, МВА	115
$P_{\text{НОМ}}$, МВт	97
$\cos \varphi$	0,85
$U_{\text{НОМ}}$, кВ	13,8
$n_{\text{НОМ}}$, об/мин	88,2
$n_{\text{уг}}/n_{\text{НОМ}}$	1,87
ОКЗ	1,47
$x_{d''}$	0,21
$x_{d'}$	0,28
x_d	0,76
КПД, %	97,5
$J, \text{т} \cdot \text{м}^2 \cdot 0,25$	3,7
Масса общая, т	383,6
Диаметр статора, мм	13940
Высота, мм	2000
Исполнение	Зонтичный

3.6 Расчёт деталей и узлов гидротурбины

3.6.1 Расчет 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.

Крутящий момент:

$$M_{кр} = \frac{0,00974 \cdot N'_{арп}}{n_c} = \frac{0,00974 \cdot 115000}{88,2} = 12,70. \quad (3.34)$$

Предварительный наружный диаметр:

$$D_B^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33} = D_B^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{12,70}{33} \right)^{0,33} = 1,24 \text{ м}. \quad (3.35)$$

Полученное значение диаметра округлено до стандартизированного (кратное 50 мм при D_B менее 1000 мм и кратное 100 мм при $D \geq 1000$ мм), $D_B = 1,20$ м.

3.6.2 Расчет подшипника

В данном разделе представлен расчёт кольцевого подшипника. Радиальная сила на рабочем колесе:

$$R_{рад} = 0,8 \cdot \left(\frac{N'_{арп}}{n_c \cdot D_1} \right) = 0,8 \cdot \frac{115}{88,2 \cdot 6,3} = 165,57 \text{ кН}. \quad (3.36)$$

Диаметр вала под подшипником с учетом облицовки d_n принят 1,218 мм (на 20 мм больше D_B).

Удельное давление для кольцевого подшипника:

$$p_{уд} = \frac{R_{рад}}{d_n \cdot h_n} \leq [p_{уд}] = p_{уд} = \frac{165,57}{1,218 \cdot 0,4} = 272,68 \text{ кПа}. \quad (3.37)$$

Допускаемое удельное давление:

$$[p_{уд}] = 29 \cdot U = 29 \cdot 14,02 = 406,60 \text{ кПа}; \quad (3.38)$$

$$U = \pi \cdot n_{синх} \cdot \frac{d_n}{30} = 3,14 \cdot 88,2 \cdot \frac{1,218}{30} = 14,02 \text{ м/сек}. \quad (3.39)$$

Как видно из расчётов кольцевой подшипник проходит по условиям нагрузки:

Условие $p_{уд} \leq [p_{уд}]$ соблюдено.

3.7 Выбор вспомогательного оборудования

3.7.1 Выбор маслonaпорной установки

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

По справочному пособию [2] подобран следующий тип маслonaпорной установки для $H_{max} = 66,60$ и $D_1 = 6,3$: МНУ 12,5/1–40–12,5–2

Маслonaпорная установка с объёмом гидроаккумулятора в $12,5 \text{ м}^3$, одним сосудом, рассчитанным на давление в 4 Мпа, объёмом сливного бака в $12,5 \text{ м}^3$, с двумя насосами.

3.7.2 Выбор электрогидравлического регулятора

По справочным данным [2] выбран тип ЭГР. Для РО турбины приняли: ЭГР–2И1–100–11. Регулятор с одним регулирующим органом на интегральных схемах, с диаметром главного золотника – 100, гидромеханическая колонка 4-го исполнения.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурных схем электрических соединений ГЭС

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.

В районе проектирования гидроузла ближайшей подстанцией является «Курагино-тяговая» с высшим напряжением 220кВ. С помощью данной подстанции будет подключена в сеть ПС в посёлке Суш 220 кВ, которая запроектирована в 25 км от створа гидроузла.

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

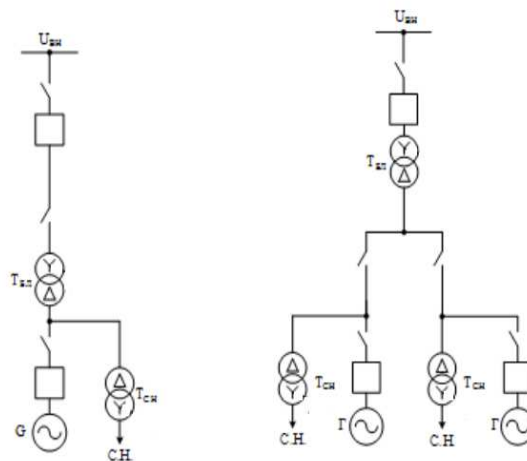


Рисунок 4.1 – Схема с одиночным и укрупненным блоками

4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

4.2.1 Выбор синхронного генератора

По исходным данным выбран синхронный генератор ВГС 1260/147–68 производства ОАО "Силовые машины". Паспортные данные генератора представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Паспортные данные генератора ВГС 1260/147–68

Номинальная мощность		$U_{\text{НОМ}}$, кВ	$\cos \varphi$	η	Индуктивные сопротивления		
$S_{\text{НОМ}}$, МВт	$P_{\text{НОМ}}$, МВт				x''_d	x'_d	x_d
115	103,5	13,8	0,9	91	0,21	0,28	0,76

4.2.2 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 $0,5 \div 1 \%$ от установленной мощности:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi} = \frac{103,5 - 103,5 \cdot 0,005}{0,9} = 114,4 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.1)$$

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 подобран трансформатор завода «Тольяттинский трансформатор» типа ТДЦ–250000/500. Каталожные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ–250000/500

$S_{\text{ном}}, \text{МВА}$	$U, \text{кВ}$		$U_{\text{кз}}, \%$	$\Delta P_{\text{кз}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$	$I_{\text{хх}}, \%$
	$U_{\text{вн}}$	$U_{\text{нн}}$				
250	525	13,8	13	600	250	0,45

Потери электрической энергии оцениваются методом времени максимальных потерь, используя значения максимальных нагрузок T_{max} и время максимальных потерь τ .

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

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu T_{\text{пл}} - \omega T_{\text{в}}, \quad (4.3)$$

где μ – частота ремонтов, 1 раз в год;

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

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

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

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8729 \text{ ч}$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{XX} = n_T \cdot \Delta P_{XX} \cdot t_{\text{раб}}, \quad (4.4)$$

где n_T – число трансформаторов в блоке, $n_T = 1$;

ΔP_{XX} – потери холостого хода трансформатора, МВт;

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

$$\Delta W_{XX} = 1 \cdot 0,25 \cdot 8729 = 2182,25 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_{K3}}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{T \text{ ном}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (4.5)$$

где ΔP_{K3} – потери короткого замыкания трансформатора, МВт;

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;

τ – время максимальных потерь, ч/год.

$$\Delta W_H = \frac{0,600}{1} \cdot \left(\frac{114,4}{250} \right)^2 \cdot 2405 = 302,16 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Величина издержек на потери электрической энергии:

$$I_{\Pi} = \beta_1 \cdot \Delta W_{XX} + \beta_2 \cdot \Delta W_H, \quad (4.6)$$

где ΔW_{XX} – потери холостого хода, МВт · ч;

ΔW_H – нагрузочные потери в трансформаторе, МВт · ч;

β_1, β_2 – стоимость потерь электрической энергии XX и нагрузочных потерь соответственно:

$$\beta_1 = 0,9 \cdot 10^{-3} \text{ тыс. руб}/(\text{МВт} \cdot \text{ч});$$

$$\beta_2 = 0,11 \cdot 10^{-3} \text{ тыс. руб}/(\text{МВт} \cdot \text{ч}).$$

Таким образом на 1 агрегатный блок:

$$\begin{aligned} I_{\Pi \text{ одиноч}} &= 0,9 \cdot 10^{-3} \cdot 2182,25 + 0,11 \cdot 10^{-3} \cdot 302,16 = \\ &= 2 \text{ тыс. руб}/\text{год}. \end{aligned} \quad (4.7)$$

Издержки для всей станции (8 одиночных блоков):

$$I_{\Pi} = 8 \cdot I_{\Pi \text{ одиноч}} = 8 \cdot 2 = 16 \text{ тыс. руб/год.} \quad (4.8)$$

4.2.3 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:

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{P_{\text{ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi} = 2 \cdot \frac{103,5 - 0,005 \cdot 103,5}{0,9} = 228,8 \text{ МВ} \cdot \text{А.} \quad (4.9)$$

На данные мощность и напряжение подобран трансформатор завода «Тольяттинский трансформатор» типа ТДЦ-250000/500. Каталожные данные приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ 250000/500

S _{ном} , МВА	U, кВ		U _{кз} , %	ΔP _{кз} , кВт	ΔP _{хх} , кВт	I _{хх} , %
	U _{ВН}	U _{НН}				
250	525	13,8	13	600	250	0,45

Далее производятся расчеты, аналогичные выбору трансформатора для схемы с одиночным блоком:

Потери электрической энергии методом времени максимальных потерь:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2405 \text{ ч/год.} \quad (4.10)$$

Время работы блока в течении года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu T_{\text{пл}} - \omega T_{\text{в}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,05 \cdot 60 = 8727 \text{ ч.} \quad (4.11)$$

Потери холостого года в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{Т}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,135 \cdot 8729 = 2181,75 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (4.12)$$

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{Н}} = \frac{\Delta P_{\text{кз}}}{n_{\text{Т}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{Т ном}}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{0,600}{1} \cdot \left(\frac{228,8}{250}\right)^2 \cdot 2405 = 1208,64 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (4.13)$$

Величина издержек на потери электрической энергии на 1 укрупненный агрегатный блок:

$$I_{\text{П укрупн}} = 0,9 \cdot 10^{-3} \cdot 2181,75 + 0,11 \cdot 10^{-3} \cdot 1208,64 = 2,1 \text{ тыс. руб/год.} \quad (4.14)$$

Издержки для всей станции (4 укрупненных блока):

$$I_{\text{П}} = 4 \cdot I_{\text{П укрупн}} = 4 \cdot 2,1 = 8,4 \text{ тыс. руб/год.} \quad (4.15)$$

В ходе расчетов была установлена экономическая целесообразность установки укрупнённых блоков. Но поскольку разница в издержках не критична, то отдаем предпочтение одиночному блоку поскольку его надежность является одним из важнейших факторов выбора оборудования при проектировании станции высокой надежности.

4.2.4 трансформаторов собственных нужд

Для рассматриваемых схем выбираем одинаковые трансформаторы собственных нужд, так как количество и мощность трансформаторов, одинаковые в обеих схемах. Согласно СТО в распределительной сети собственных нужд, а также выпрямительные трансформаторы рекомендуется применять с сухой изоляцией.

$$S_{\text{с.н.}} = 0,005 \cdot \frac{P_{\text{ГЭС}}}{\cos \varphi_{\text{Г}}}, \quad (4.16)$$

Таким образом имеем:

$$S_{\text{с.н.}} = 0,005 \cdot \frac{828}{0,9} = 4,5 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

По каталогу завода ООО «ЭНСОНС» выбирается трансформатор ТСЗН–6000/13,8. Каталожные данные приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Каталожные данные трансформатора ТСЗ-6000/13,8

S _{НОМ} , кВА	U _Н , кВ		U _{КЗ} , %
	U _{ВН}	U _{НН}	
6000	13,8	6	8

4.3 Выбор количества отходящих воздушных линий, распределительного устройства и марки проводов воздушной линий

Суммарная мощность, выдаваемая в систему:

$$S_{\Sigma} = \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi} = \frac{828 - 0,005 \cdot 828}{0,9} = 914,9 \text{ МВ} \cdot \text{А.} \quad (4.17)$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 500 кВ:

$$P_{\text{нат.}} = 900 \text{ МВт.}$$

Коэффициент приведения натуральной мощности ЛЭП (500 кВ):

$$K = 1.$$

Коэффициент мощности системы:

$$\cos \varphi_c = 0,85;$$

Число отходящих линий 500 кВ:

$$n = \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{СН}}}{K \cdot \frac{P_{\text{нат.}}}{\cos \varphi_c}} + 1, \quad (4.18)$$

где K – коэффициент приведения натуральной мощности ЛЭП, при номинальном напряжении 330 кВ и выше $K = 1$.

$P_{\text{нат.}}$ – натуральная мощность ВЛ для номинального напряжения 500 кВ.

Число отходящих линий округляется в ближайшую сторону:

$$n = \frac{828 - 0,005 \cdot 828}{1 \cdot \frac{828}{0,85}} + 1 = 1,78 \approx 2.$$

Рабочий ток ВЛ 500 кВ:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = \frac{914,9}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 500} = 0,475 \text{ кА.} \quad (4.19)$$

Расчётный ток ВЛ 500 кВ:

$$I_{\text{расч}} = I_{\text{раб}} \cdot \alpha_I \cdot \alpha_T, \quad (4.20)$$

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

$\alpha_T = 1$ – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации;

$$I_{\text{расч}} = 0,475 \cdot 1,05 \cdot 1 = 0,499 \text{ кА.}$$

Далее рассчитываем сечение провода по методу экономической плотности. Для линии напряжением 500 кВ плотность тока – $j = 1,1 \text{ А/мм}^2$:

$$F = \frac{I_{\text{расч}}}{j} = \frac{499}{1,1} = 453,6 \text{ мм}^2. \quad (4.21)$$

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

$$I_{п.ав} = \frac{S_{\Sigma}}{(n-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = \frac{914,9}{(2-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 500} = 1056 \text{ кА.} \quad (4.22)$$

Существует условие нагрева:

$$I_{дд} > I_{п.ав};$$

$$825 \text{ А} > 1056 \text{ А.}$$

По условию нагрева проверка не проходит. По номинальному сечению соответствующего по ПУЭ класса напряжения нет, поэтому принимаем решение о большем количестве линий $n = 3$.

Повторяем расчёт:

$$I_{раб} = \frac{S_{\Sigma}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = \frac{914,9}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 500} = 0,391 \text{ кА.} \quad (4.23)$$

$$I_{расч} = 0,391 \cdot 1,05 \cdot 1 = 0,411 \text{ кА.}$$

$$F = \frac{I_{расч}}{j} = \frac{411}{1,1} = 373,6 \text{ мм}^2. \quad (4.24)$$

$$I_{п.ав} = \frac{S_{\Sigma}}{(n-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = \frac{914,9}{(3-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 500} = 587 \text{ кА.} \quad (4.25)$$

$$825 \text{ А} > 587 \text{ А.}$$

Условие по нагреву выполняется.

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
3	0,096	0,429	$2,645 \cdot 10^{-6}$

4.4 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико - экономического расчета

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

Капиталовложения оцениваются по формуле:

$$K = n \cdot K_T + m \cdot K_{ТСН} + t \cdot K_{КРУЭ}, \quad (4.26)$$

где K_T – стоимость силового трансформаторов (340,8 млн руб – по схеме с одиночным блоком; 340,8 млн руб. – по схеме с укрупнённым блоком.);

$K_{ТСН}$ – стоимость трансформатора собственных нужд (24,3 млн руб);

$K_{КРУЭ}$ – стоимость КРУЭ (241,7 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:

$$K_{\text{одиноч}} = 8 \cdot 340,8 + 3 \cdot 24,3 + 10 \cdot 241,7 = 5,216 \text{ млрд. руб.}$$

Капиталовложения для схемы с укрупненными боками по формуле:

$$K_{\text{укрупн}} = 4 \cdot 340,8 + 3 \cdot 24,3 + 8 \cdot 241,7 = 3,369 \text{ млрд. руб.}$$

Для сравнения рассматриваемых вариантов определяется разница полных приведенных затрат:

$$Z_i = E_H \cdot K_i + I_i, \quad (4.27)$$

где $E_H = 0,15$ – нормативный коэффициент

Полные приведенные затраты для схемы с одиночным блоком:

$$Z_1 = 0,15 \cdot 5,216 + 16 \cdot 10^{-6} \approx 0,782 \text{ млрд. руб.}$$

Полные приведенные затраты для схемы с укрупненным блоком:

$$Z_2 = 0,15 \cdot 3,369 + 8,4 \cdot 10^{-6} \approx 0,506 \text{ млрд. руб.}$$

Разница между вариантами:

$$P = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\%, \quad (4.28)$$

$$P = \frac{0,782 - 0,506}{0,782} \cdot 100\% \approx 35\%.$$

Из расчетов видно, что данные варианты значительно отличаются, но и учитывая первостепенную важность надежности проектируемой станции, предпочтительней является схема с одиночным блоком.

4.5 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения

Число присоединений КРУЭ – 500 кВ равно 10 (1 служебное присоединение, 3 ЛЭП 500 кВ и 6 блоков). При данном классе напряжения и количестве присоединений был выбран вариант полуторной схемы. Выбранная схема распределительного устройства представлена на рисунке 4.2.

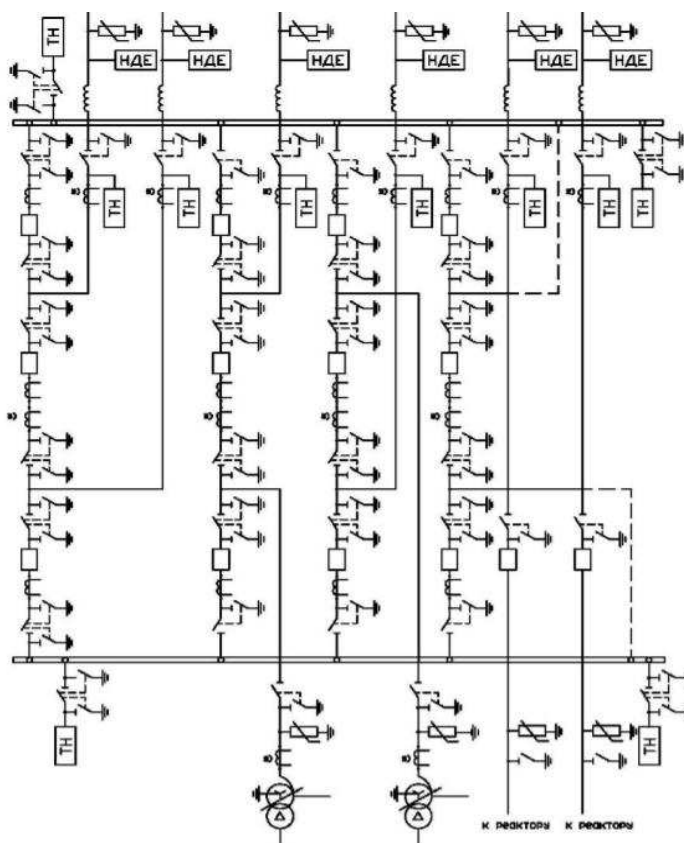


Рисунок 4.2 – Схема РУ ВН 500 кВ:

4.6 Расчёт токов трехфазного и однофазного коротких замыканий в главной схеме при помощи программного обеспечения «RastrWin» с выбором оборудования

4.6.1 Расчёт исходных данных

Параметры системы:

$$X_C = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{КЗ}}} = \frac{515^2}{400} = 663,06 \text{ Ом.} \quad (4.29)$$

$$R_C = \frac{X_C}{\omega \cdot T_{\text{а,с}}} = \frac{663}{314 \cdot 0,035} = 60,33 \text{ Ом.} \quad (4.30)$$

Параметры генераторов:

$$E_{\Gamma} = E_{\Gamma}'' \cdot U_{\text{НОМ.}\Gamma} = 1,13 \cdot 13,8 = 15,6 \text{ кВ.} \quad (4.31)$$

$$x_{\Gamma} = x_{\text{d}}'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,21 \cdot \frac{13,8^2}{115} = 0,35 \text{ Ом.} \quad (4.32)$$

$$R_{\Gamma} = \frac{x_{\Gamma}}{\omega \cdot T_{\text{а,}\Gamma}} = \frac{0,35}{314 \cdot 0,045} = 0,025 \text{ Ом.} \quad (4.33)$$

Параметры блочных трансформаторов:

$$X_{\text{T}} = \frac{U_{\text{к,}\%}}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{13}{100} \cdot \frac{525^2}{80} = 137,92 \text{ Ом.} \quad (4.34)$$

$$R_{\text{T}} = \Delta P_{\text{к}} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = 600 \cdot \frac{525^2}{250^2} = 2,65 \text{ Ом.} \quad (4.35)$$

$$k_{\text{T}} = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{13,8}{525} = 0,03 \text{ о. е.} \quad (4.36)$$

Параметры линии:

$$X_{\text{Л}} = X_{0,\text{уд}} \cdot L = 0,306 \cdot 20 = 6,12 \text{ Ом.} \quad (4.37)$$

$$R_{\text{Л}} = R_{0,\text{уд}} \cdot L = 0,0243 \cdot 20 = 0,486 \text{ Ом.} \quad (4.38)$$

4.6.2 Внесение исходных данных в программный комплекс и расчёт токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin»

В ПВК «RastrWin» создан файл динамики и в него занесены исходные данные. На рисунке 4.3 представлены исходные данные по узлам. На рисунке 4.4 представлены исходные данные по ветвям. На рисунке 4.5 представлены исходные данные по генераторам.

	O	S	s0	T...	Номер	Название	№ АРМ	U_ном	G_ш	B_ш	g0	b0
1	<input type="checkbox"/>			у	1	Г1		14				
2	<input type="checkbox"/>			у	2	Блок 1		14				
3	<input type="checkbox"/>			у	3	КРУЭ		515				
4	<input type="checkbox"/>			у	4	Г2		14				
5	<input type="checkbox"/>			у	5	Блок 2		14				
6	<input type="checkbox"/>			у	6	Сеть		515				
7	<input type="checkbox"/>			у	7	Г3		14				
8	<input type="checkbox"/>			у	8	Блок 3		14				
9	<input type="checkbox"/>			у	9	Г4		14				
10	<input type="checkbox"/>			у	10	Блок 4		14				
11	<input type="checkbox"/>			у	11	Г5		14				
12	<input type="checkbox"/>			у	12	Блок 5		14				
13	<input type="checkbox"/>			у	13	Г6		14				
14	<input type="checkbox"/>			у	14	Блок 6		14				
15	<input type="checkbox"/>			у	15	Г7		14				
16	<input type="checkbox"/>			у	16	Блок 7		14				
17	<input type="checkbox"/>			у	17	Г8		14				
18	<input type="checkbox"/>			зак	18	Блок8		14				

Рисунок 4.3 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	...	Название	R	X	G	B	БД...	N_...	Kт/r
1	<input type="checkbox"/>		Выкл		В...	1	2		Г1 - Блок 1							
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	2	3		Блок 1 - КРУЭ	2,65	143,33					0,030
3	<input type="checkbox"/>		Выкл		В...	4	5		Г2 - Блок 2							
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	5	3		Блок 2 - КРУЭ	2,65	143,33					0,030
5	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		В...	3	6		КРУЭ - Сеть	0,49	6,12					
6	<input type="checkbox"/>		Выкл		В...	7	8		Г3 - Блок 3							
7	<input type="checkbox"/>		Выкл		В...	9	10		Г4 - Блок 4							
8	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	10	3		Блок 4 - КРУЭ	2,65	143,33					0,030
9	<input type="checkbox"/>		Выкл		В...	11	12		Г5 - Блок 5							
10	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	12	3		Блок 5 - КРУЭ	2,65	143,33					0,030
11	<input type="checkbox"/>		Выкл		В...	13	14		Г6 - Блок 6							
12	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	14	3		Блок 6 - КРУЭ	2,65	143,33					0,030
13	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	8	3		Блок 3 - КРУЭ	2,65	143,33					0,030
14	<input type="checkbox"/>		Выкл		В...	15	16		Г7 - Блок 7							
15	<input type="checkbox"/>		Выкл		В...	17	18		Г8 - Блок8							
16	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	18	3		Блок8 - КРУЭ	2,65	143,33					0,030
17	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	16	3		Блок 7 - КРУЭ	2,65	143,33					0,030

Рисунок 4.4 – Исходные данные по ветвям

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1			1	Генератор 1	1	0,025	0,350	0,025	0,350	0,075	1,050	15,600
2			2	Генератор 2	4	0,025	0,350	0,025	0,350	0,075	1,050	15,600
3			3	Сеть	6	60,330	663,060	60,330	663,060	60,330	663,060	515,000
4			4	Генератор 3	7	0,025	0,350	0,025	0,350	0,075	1,050	15,600
5			5	Генератор 4	9	0,025	0,350	0,025	0,350	0,075	1,050	15,600
6			6	Генератор 5	11	0,025	0,350	0,025	0,350	0,075	1,050	15,600
7			7	Генератор 6	13	0,025	0,350	0,025	0,350	0,075	1,050	15,600
8				Генератор 7	15	0,025	0,350	0,025	0,350	0,075	1,050	15,600
9				Генератор 8	17	0,025	0,350	0,025	0,350	0,075	1,050	15,600

Рисунок 4.5 – Исходные данные по генераторам

Результаты расчётов токов КЗ представлены на рисунках 4.6, 4.7, 4.9 и сведены в таблицу 4.6.

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1
1	1			3ф	1					25,7224

Рисунок 4.6 – Результаты расчета 3ф КЗ на выходе генератора

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1
1	1			3ф	3					12,9763

Рисунок 4.7 – Результаты расчета 3ф КЗ на КРУЭ

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1
1	1			1ф	3					6,4882

Рисунок 4.8 – Результаты расчета 1ф КЗ на КРУЭ

Таблица 4.6 – Результаты расчёта в точках КЗ

Вид несимметрии	Точка КЗ	I_n , кА	$i_{уд}$, кА
Трёхфазное КЗ	Генератор Г1	25,7224	70,93
	КРУЭ – 500 кВ	12,9763	33,95
Однофазное КЗ	КРУЭ – 500 кВ	18,48	46,24

Ударный коэффициент был рассчитан по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2}k_{уд}I_n, \quad (4.39)$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент генератора / РУ, соответственно $k_{уд} = 1,95$ для данной мощности и $k_{уд} = 1,85$ для класса напряжения 500 кВ.

4.6.3 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:

$$I_{Г,раб\ max} = 1,05 \cdot I_{Г,ном} = 1,05 \cdot 4,81 = 5,05 \text{ кА}. \quad (4.40)$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{раб\ max\ (РУВН)} = 1,05 \frac{S_{Т,ном}}{\sqrt{3} \cdot (U_{Т,ном} - 5\%)} = 1,05 \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 498,75} = 0,289 \text{ кА}. \quad (4.41)$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 500 кВ:

$$I_{раб.\max} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{915,4}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 515} = 0,342 \text{ кА}. \quad (4.42)$$

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

$$I_{раб.\text{утж}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{915,4}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 515} = 0,513 \text{ кА}. \quad (4.43)$$

4.6.4 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:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном сист.}} \quad (4.44)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб макс.}} \quad (4.45)$$

$$i_{\text{эл.дин}} \geq i_{\text{уд.}} \quad (4.46)$$

$$B_{\text{к,ном}} \geq B_{\text{к,расч.}} \quad (4.47)$$

Используя каталог производителя ОАО ВО «Электроаппарат» для генераторного напряжения был выбран элегазовый выключатель ВГГ–10 УЗ и разъединитель РВРЗ–10/4000 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–20/63/8000	Разъединитель РВРЗ–20/8000 МУЗ
$U_{\text{сети ном}} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{г.раб}} = 5050 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 8000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 8000 \text{ А}$
$i_{\text{у}} = 70,93 \text{ кА}$	$i_{\text{эл.дин}} = 160 \text{ кА}$	$i_{\text{эл.дин}} = 250 \text{ кА}$
$I_{\text{п0}} = 25,72 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.откл}} = 63 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 100 \text{ кА}$
–	$t_{\text{откл}} = 3 \text{ с}$	$t_{\text{откл}} = 3 \text{ с}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + t_{\text{рз}}) = 25,72^2 \cdot (0,08 + 0,01) = 59,54 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 100^2 \cdot 3 = 30000 \text{ кА}^2\text{с}$

Проверка на апериодическую составляющую выключателя ВГГ–20/63/8000:

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{\text{а}}}} = \sqrt{2} \cdot 25,72 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,035}} = 27,21 \text{ кА}. \quad (4.48)$$

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot I_{ном.откл} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 63 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,035}} = 66,95 \text{ кА}. \quad (4.49)$$

$$i_{a.ном} \geq i_{ат}. \quad (4.50)$$

$$66,95 \geq 27,21.$$

Для обеспечения нормального функционирования гидрогенератора, измерений параметров режима работы генератора и пр. необходимо выбрать ряд оборудования, обеспечивающего работу ротора и статора гидрогенератора.

Приборы в цепях генераторов представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

Оборудование	Связь	Мощность	Точность	Производитель
Ротор				
Автоматический синхронизатор	RS-485	8 Вт	0,5	НПП «ЭКРА»
Анализатор качества электроэнергии	RS-485	10 Вт	0,5	НПП «ЭКРА»
ИТОГО		18 Вт		
Статор				
Анализатор качества электроэнергии	RS-485	10 Вт	0,5	НПП «ЭКРА»
Релейная защита и автоматика	RS-485	40 Вт	0,5	НПП «ЭКРА»
ИТОГО		50 Вт		

4.7 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбирается трансформатор тока ТШЛ–20. Производитель ОАО «Свердловский завод». Проверка трансформатора тока ТШЛ–20 представлена в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Проверка трансформатора тока ТШЛ–20

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{сети} < U_{ном}$	$U_{г} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 20 \text{ кВ}$
$I_{раб max} < I_{ном}$	$I_{г.раб} = 5050 \text{ А}$	$I_{ном} = 8000 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОЛ–20. Производитель ОАО «Свердловский завод». Параметры трансформатора напряжения ЗНОЛ–20 представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10– Выбор и проверка трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$

Для защиты трансформатора от перенапряжений цепи 13,8 кВ устанавливают со стороны низшего напряжения ОПН-П1–20 УХЛ1 фирмы ЗАО «ЗЭТО».

4.8 Выбор параметров КРУЭ

КРУЭ отличаются высокой надежностью, которая обеспечивается высокими изоляционными и дугогасительными свойствами элегаза (шестифтористая сера SF_6) и сведением к минимуму неблагоприятных атмосферных воздействий. Для установки выбрана ячейка КРУЭ Т155–500 производства группы «ЭлектроПул».

КРУЭ серии Т115 включает в себя основное технологическое оборудование подстанции: выключатели, разъединители с заземлителями, трансформаторы тока и напряжения, ОПН, совмещенные в заземленном металлическом корпусе, заполненном элегазом, обладающим лучшими изолирующими и дугогасительными качествами.

Технические характеристики указаны в таблице 4.11.

Таблица 4.11– Технические характеристики ячейки КРУЭ

Номинальное напряжение, кВ	500
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	550
Номинальная частота, Гц	50
Испытательное напряжение промышленной частоты 50 Гц, кВ	710
Испытательное напряжение грозового импульса, кВ	1550
Испытательное напряжение коммутационного импульса, кВ	1250
Номинальный ток, А	6300
Время протекания тока термической стойкости, с	3
Ток динамической стойкости, кА	164
Ток термической стойкости, кА	63
Номинальный ток отключения выключателя, кА	63

5 Релейная защита и автоматика

Параметры гидрогенератора, силового трансформатора и трансформатора собственных нужд представлены соответственно в таблицах 5.1, 5.2, 5.3.

Таблица 5.1– Параметры гидрогенератора

Тип		ВГС 1260/147–68
мощность номинальная	полная	115 МВА
	активная	103,5 МВт
номинальное напряжение		13,8 кВ
коэффициент мощности $\cos \varphi$		0,9
частота		50 Гц
частота вращения		88,2 об/мин
число фаз обмотки статора (количество параллельных ветвей)		1
номинальный ток статора		4811 А
ток ротора при номинальной нагрузке		1435 А
напряжение на кольцах ротора при номинальной нагрузке		355 В
индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)	синхронное X_d	0,76
	переходное $X'd$	0,28
	сверхпереходное $X''d$	0,21

Таблица 5.2 – Параметры трансформатора ТДЦ–250000/500–У1

Тип	ТДЦ-250000/500-У1
мощность номинальная	250 МВА
номинальное напряжение	525/13,8 кВ
напряжение короткого замыкания	13 %
группа соединений	D/Ун–11

Таблица 5.3 – Параметры трансформатора собственных нужд ГЭС

Тип	ТСЗ–6000/13,8
мощность номинальная	6 МВА
номинальное напряжение	13,8/6 кВ
напряжение короткого замыкания	8 %
группа соединений	D/Ун-11

5.1 Перечень защит основного оборудования

В соответствии с действующими «Правилами устройства электроустановок» принимаем к установке следующие виды защит на основном оборудовании.

На главном генераторе ВГС 1260/147–68 – 115 МВА:

- Продольная дифференциальная защита генератора от многофазных коротких замыканий в обмотках статора генератора и на его выводах;
- Защита от замыканий на землю 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–250000/500:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности);
- Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 500 кВ;
- Контроль изоляции высоковольтных вводов (КИВ–500);
- 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 потери охлаждения;
- 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;

На линиях электропередачи 500 кВ:

Основные защиты:

- Дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.

Резервные защиты:

- 5-ти ступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;
- Токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;
- 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);

Для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 500 кВ предусматривается УРОВ 500 кВ.

5.2 Перечень защит основного оборудования

Расчет номинальных токов на генераторном напряжении:

$$I_{\text{нг}}^{(1)} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{115000}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 4811 \text{ А}, \quad (5.1)$$

где $S_{\text{ном}}$ – номинальная полная мощность генератора;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение генератора.

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

$$I_{\text{нг}}^{(2)} = \frac{I_{\text{нг}}^{(1)} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{тт}}} = \frac{4811 \cdot 1}{5000/5} = 4,81 \text{ А}. \quad (5.2)$$

где $K_{\text{сх}}$ – коэффициент схемы, равный единице для схемы соединения «звезда»;

$K_{\text{тт}}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока на стороне генераторного напряжения.

Мощность трансформатора возбуждения:

$$S_{\text{ном,ТВ}} = \frac{I_{\text{ном,рот}}}{1,2255} \cdot U_{\text{ном,рот}} = \frac{1435}{1,2255} \cdot 355 = 415,7 \text{ кВА}. \quad (5.3)$$

Принимаем трансформатор возбуждения (ТВ) мощностью: 630 кВА из стандартного ряда.

Номинальный ток ТВ со стороны низкого напряжения:

$$I_{\text{НН ТВ}} = \frac{S_{\text{НОМ,ТВ}}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 0,355} = 1025 \text{ А.} \quad (5.4)$$

Выполним пересчет тока трансформатора возбуждения:

$$I_{\text{НОМ,РОТ2}} = \frac{I_{\text{НОМ,2}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{1025}{1500/5} = 3,42 \text{ А.} \quad (5.5)$$

5.3 Описание защит и расчёт уставок

5.3.1 Продольная дифференциальная защита генератора (ІΔG)

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной 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: $I_{\text{НОМ}} = 4811 \text{ А}$.

Коэффициент трансформации трансформаторов тока: $\eta_{\text{ТТ}} = 5000/5 \text{ А}$.

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:

$$I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{Н}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_{\text{Н}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 4811 = 240,6 \text{ А,} \quad (5.6)$$

где $K_{\text{ОДН}}$ – коэффициент однотипности трансформатора тока равный 0,5;

f_i – относительная погрешность трансформаторов тока равная 0,1;

$I_{\text{Н}}$ – номинальный ток генератора равный 4811 А.

Уставка выбирается из следующего условия:

$$I_{\text{СР.0}} \geq K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НБ(Н)}} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_{\text{Н}} = 0,1 \cdot I_{\text{Н}} = 0,1 \cdot 4811 = 481,1 \text{ А,} \quad (5.7)$$

где $K_{\text{Н}}$ – коэффициент надёжности равный 2.

Исходя из условия (5.7) принимается уставка начального тока срабатывания:

$$I_{\text{СР.0}} = 0,15 \cdot I_{\text{Н}} = 0,15 \cdot 4811 = 721,7 \text{ А.} \quad (5.8)$$

2) Чувствительность защиты к повреждениям при протекании тока определяет коэффициент торможения, величина которого выбирается с учетом отстройки защиты от токов небаланса, вызванных погрешностями трансформаторов тока при сквозных КЗ.

Максимальный ток через трансформаторы тока на линейных выводах при внешнем трехфазном КЗ в цепи генератора:

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E_r''}{x_d''} \cdot I_H = \frac{1,13}{0,21} \cdot 4811 = 25887,8 \text{ А.} \quad (5.9)$$

где E_r'' – сверхпереходное ЭДС генератора, 1,13;

x_d'' – сверхпереходное сопротивление генератора, 0,24.

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot I_{\text{МАКС}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 25887,8 = 2588,8 \text{ А,} \quad (5.10)$$

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).

Коэффициент торможения определяется из следующего условия:

$$K_T > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_H}{I_T}, \quad (5.11)$$

где K_H – коэффициент надежности, 2;

I_T – ток трехфазного КЗ на выводах генератора, 25887,8 А.

Тогда по формуле (5.11):

$$K_T > \frac{2588,8 \cdot 2}{25887,8};$$

$$K_T > 0,2.$$

K_T принимается равным 0,3.

3) Уставка начального торможения равна:

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{\text{СР.0}}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.12)$$

где $I_{\text{СР.0}}$ – уставка начального тока срабатывания, 0,15;

K_T – коэффициент торможения, 0,3 А.

4) Далее рассчитывается тормозной ток В, определяющий точку излома характеристики срабатывания. При выборе уставки В должно выполняться следующее условие:

$$B \geq \frac{I_{\text{СР.0}}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.13)$$

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

5) Для обеспечения надежной работы при больших токах короткого замыкания в зоне действия, предусматривается токовая отсечка с током срабатывания:

$$I_{отс} = (2 - 12) \cdot I_{ном} = 3 \cdot 4811 = 14433 \text{ А.} \quad (5.14)$$

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

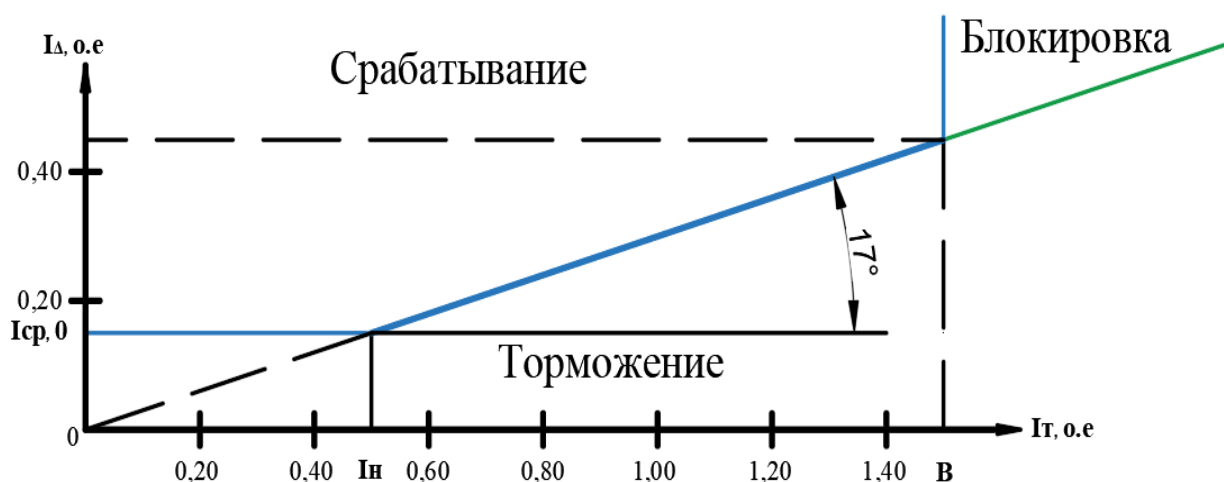


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

5.3.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

1) 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 5.2.

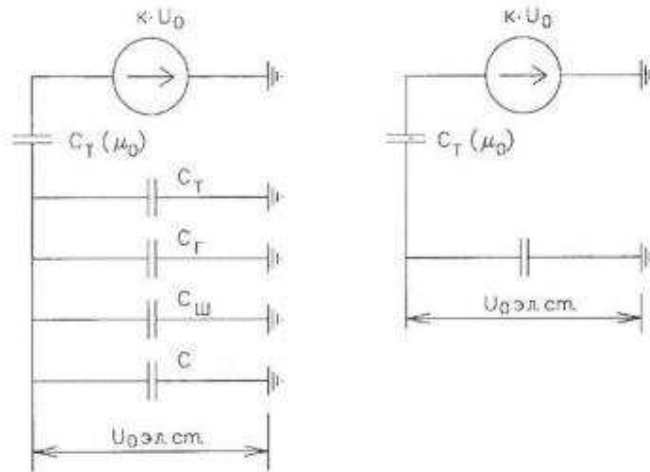


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_{Г} + C_{Ш} + C_{ВГ} = 0,0073 + 0,9 + 0,008 + 0,35 = 1,265 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}, \quad (5.15)$$

где $C_{Г}$ – 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;

$C_{ВГ}$ – емкость генераторного выключателя.

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканиях на стороне 500 кВ:

$$U_{0 \text{ эл.ст.}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}} = 0,5 \cdot 101,04 \cdot \frac{0,015}{0,015 + 1,265} = 592 \text{ В}, \quad (5.16)$$

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, $C_T(\mu_0)$.

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{525}{\sqrt{3}} = 101,04 \text{ кВ.} \quad (5.17)$$

Суммарный емкостной ток сети генераторного напряжения:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{\text{Л}} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 1,73 \cdot 13,8 \cdot 314 \cdot 1,265 = 9,5 \text{ А.} \quad (5.18)$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \cdot \frac{1}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_0 \text{ ЭЛ.СТ}; \quad (5.19)$$

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 592}{\frac{13,8}{\sqrt{3} \cdot 0,1/3}};$$

$$U_{\text{СР}} \geq 11,73,$$

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

$n_{\text{ТН}}$ – коэффициент трансформации ТН;

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

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

Принимаем следующие уставки: $U_{01\text{Г}}$ с уставкой 12 В действует с выдержкой времени 6,0 с действует на сигнал; $U_{0\text{Г}}$ с уставкой равной 20 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 в нейтрали и 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 $K_{\text{Т}}$:

$$X = \frac{1}{K_{\text{Т}}+2} = \frac{1}{1,2+2} = 0,313 \text{ о. е.} \quad (5.20)$$

При $K_{\text{Т}} = 1,2$ орган U_{03} работает селективно и защищает 31,3 % 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.

5.3.3 Защита от повышения напряжения ($U1>$), ($U2>$)

Уставка защиты $U2>$ выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В.} \quad (5.21)$$

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:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.22)$$

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора и на стороне 500 кВ принимается минимальной и равной $0,09 \cdot I_H$.

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

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

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

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

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (5.23)$$

где I_2 – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора;

I_H – номинальный ток генератора в первичной цепи.

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (5.24)$$

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).

Принимаем уставку сигнального органа:

$$I_{*2\text{СИГН}} = 0,07; I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot I_{\text{Н}} \quad (5.25)$$

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:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18. \quad (5.26)$$

где A – параметр, заданный заводом-изготовителем;

t – допустимая длительность несимметричного режима при неизменном значении тока I_2 .

Уставка в относительных единицах равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15, \quad (5.27)$$

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

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_{\text{Н}} = 0,15 \cdot 4,81 = 0,72 \text{ А}. \quad (5.28)$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока, равного $I_{*2\text{ПУСК}}$, формула (5.24):

$$t_{\text{ДОП}} = \frac{A}{I_{*2\text{ПУСК}}^2} = \frac{20}{0,15^2} \approx 888 \text{ с}.$$

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

$$t_{\text{СР}} = \frac{20}{(I_{*2})^2}. \quad (5.29)$$

Преобразуем формулу (5.29):

$$A_{\text{ИО}} = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{СР}} = 20.$$

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)	20	55	80	125	220	500

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

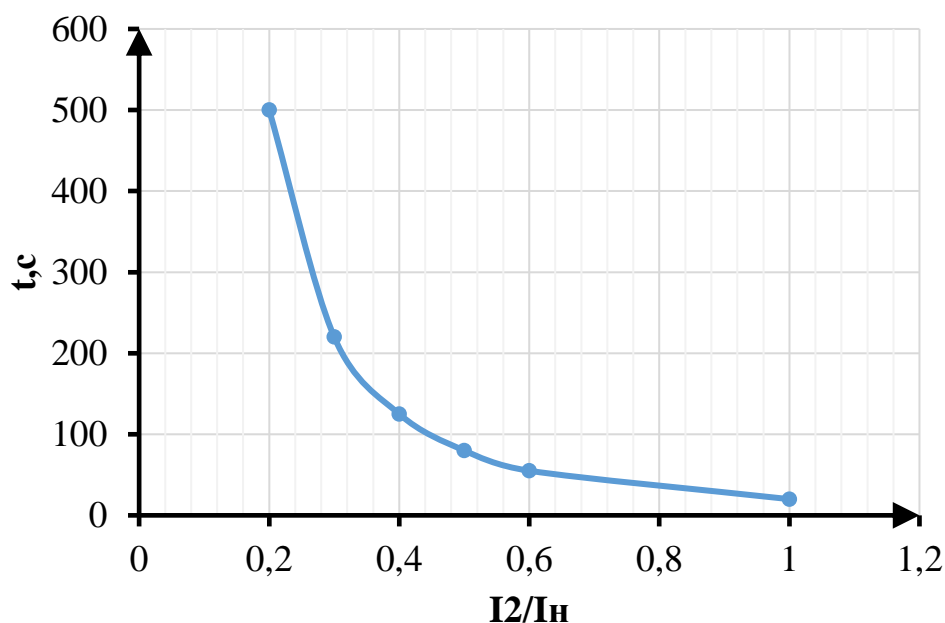


Рисунок 5.3 – Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

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

Интегральный орган имитирует процесс охлаждения статора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. При этом промежуток времени, за который перегрев генератора снижается от максимально допустимой величины до 0,135 от этой величины, условно называется временем «полного охлаждения» ($I_{охл}$) и регулируется в диапазоне от 10 до 999 с. Этот параметр выставляется согласно указаниям завода-изготовителя ($t_{охл} = 100$ с).

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.

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

По второму условию: по условию обеспечения чувствительности к повреждениям в конце линий 500 кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов.

$$I_{2С.З.}^* \leq \frac{I_{2МИН}^{(2)}}{K_{ч}} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (X_{dВН}'' + X_T + X_L)}. \quad (5.30)$$

$$X_{л}^* = X_L \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 6,12 \cdot \frac{115}{525^2} = 0,003. \quad (5.31)$$

Сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси, приведенное к высокой стороне напряжения:

$$X_{dВН}'' = X_d'' \cdot \left(\frac{U_{ВН}}{U_{НН}}\right)^2 = 0,21 \cdot \left(\frac{525}{13,8}\right)^2 = 303,9. \quad (5.32)$$

Сопротивление трансформатора в относительных единицах.

$$X_T = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}} = \frac{13,8}{100} \cdot \frac{115}{250} = 0,063. \quad (5.33)$$

При двухфазном коротком замыкании в конце ВЛ 500 кВ:

$$I_{2С.З.}^* = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (303,9 + 0,063 + 0,003)} = 0,0013 \text{ о. е.} \quad (5.34)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2С.З.} = I_{2С.З.}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = 0,0013 \cdot 2 \cdot \frac{525}{13,8} = 0,1 \text{ о. е.} \quad (5.35)$$

Ток срабатывания выбирается исходя из согласования по чувствительности с резервными защитами линии. В связи с отсутствием необходимых данных принимаем уставку срабатывания по второму условию $I_{2С.З.} = 0,25$.

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

Отсечка действует с выдержкой времени 7,5 на отключение блочных выключателей 500 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 8,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.3.5 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:

$$I_{\text{СИГН}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H, \quad (5.36)$$

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:

$$I_{1\text{ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 \cdot I_H. \quad (5.37)$$

3) 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)	3600	900	360	300	240	120	60	1

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

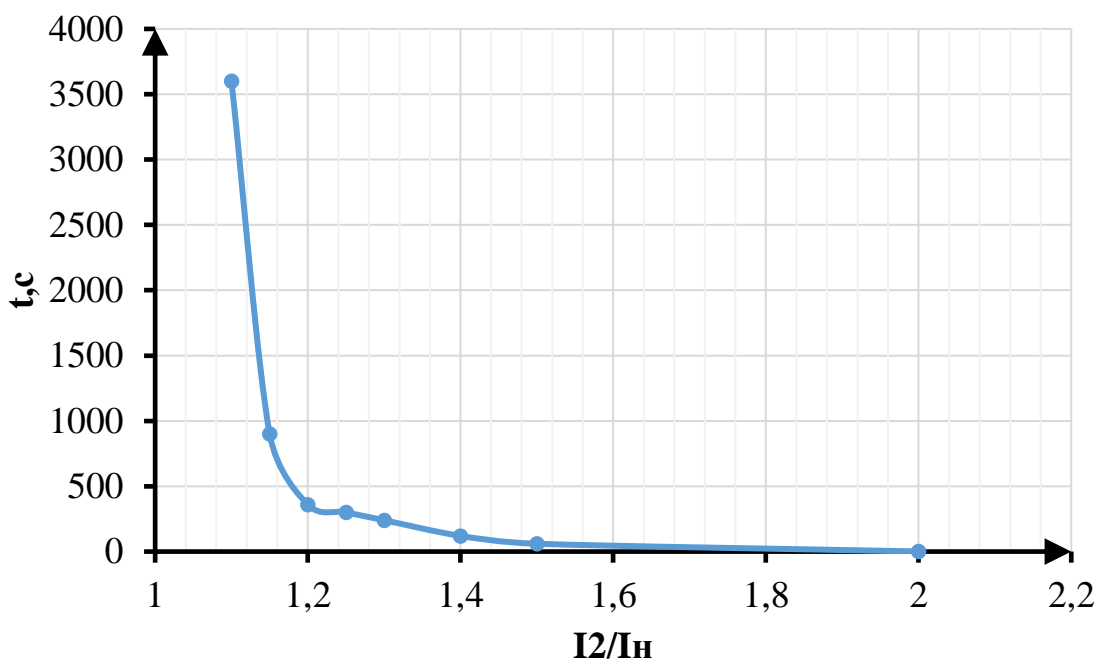


Рисунок 5.4 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{1\text{отс}} = \frac{1,4 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0,98} = 1,43 \cdot I_{\text{НОМ}}. \quad (5.38)$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению ($U_{\Gamma} <$). Напряжение срабатывания принято равным:

$$U_{\text{ср}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{НОМ}}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot 13800/100} = 66 \text{ В}. \quad (5.39)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 7,5 с на отключение блочных выключателей 500 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 8,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.3.6 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.

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

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

Согласование производится для условий работы на шинах 500 кВ ГЭС одного блока. Z_1 , приведенное к напряжению 500 кВ, может быть принято:

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 500 кВ Кызыльская ГЭС – ПС «Суш»:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 143,3 + \frac{0,8}{3} \cdot 6,14 = 116,3 \text{ Ом}, \quad (5.40)$$

где K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

$Z'_{1Л}$ – сопротивление линии;

Z_T – сопротивление трансформатора ТДЦ – 250000/500, приведенное к напряжению стороны 500 кВ;

$$Z_T = \frac{0,13 \cdot 525^2}{250} = 143,3 \text{ Ом}. \quad (5.41)$$

Сопротивление линии 500 кВ:

$$Z'_{1Л} = \sqrt{x_{Л}^2 + r_{Л}^2} = \sqrt{6,12^2 + 0,486^2} = 6,14 \text{ Ом}. \quad (5.42)$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,13 \cdot \frac{115}{250} + \frac{0,8}{3} \cdot \frac{115}{525^2} \cdot 6,14 = 0,05. \quad (5.43)$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,05 \cdot 1,7 = 0,09 \text{ Ом}, \quad (5.44)$$

где Z_6 – базисное сопротивление генератора.

$$Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НГ}} = \frac{13,8^2}{115} = 1,7 \text{ Ом}. \quad (5.45)$$

Уставка будет равна:

$$Z_{1СЗ} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,09 \cdot \frac{\frac{5000}{5}}{\frac{13800}{100}} = 0,65 \text{ Ом.} \quad (5.46)$$

Принимаем уставку $Z_1 = 0,65 \text{ Ом}$.

Первая ступень действует с выдержкой времени 0,5 с на отключение блочных выключателей 500 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 1,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей, останов турбины со сбросом АРЗ.

Функция ΔZ отличает повреждение от качаний в энергосистеме по скорости относительного изменения полного сопротивления. Уставка функции ΔZ , в связи с отсутствием исходных данных, принимается исходя из данных, рассчитанных ранее, $\Delta Z = 30 - 50 \frac{\text{Ом}}{\text{сек}}$.

Принимаем $\Delta Z = 30 \frac{\text{Ом}}{\text{сек}}$.

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 4811} = 1,7 \text{ Ом,} \quad (5.47)$$

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

Сопротивление нагрузки во вторичных омах:

$$Z_{\text{НАГР}} = Z_{\text{НАГР}} \cdot \frac{n_T}{n_H} = 1,7 \cdot \frac{\frac{5000}{5}}{\frac{13,8}{0,1}} = 12,31 \text{ Ом.} \quad (5.48)$$

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):

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}} - 0,95}{I_{\text{В.Х.Х.}}}}{x_d} = \frac{2 \cdot 1,84 - 0,95}{0,76} = 3,59 \text{ о. е.,} \quad (5.49)$$

где $I_{\text{В.Х.Х.}}$ – 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:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.;} \quad (5.50)$$

Во вторичных омах:

$$Z_{\text{НАГР.Ф}} = Z_{\text{НАГР.Ф}} \cdot Z_{\text{Б}} \cdot \frac{n_{\text{T}}}{n_{\text{H}}} = 0,38 \cdot 1,7 \cdot \frac{5000}{\frac{5}{13,8} \cdot 0,1} = 4,68 \text{ Ом.} \quad (5.51)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{\cos \varphi_{\text{H}}}{0,95 \cdot I_{\text{Ф}}} = \frac{0,9}{0,95 \cdot 2,5} = 0,378. \quad (5.52)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = 67,79^\circ$.
Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{\text{СЗП}} = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}}{K_{\text{H}}} = \frac{0,38}{1,1} = 0,35 \text{ о. е.}; \quad (5.53)$$

$$Z_{\text{СЗП}} = Z_{\text{СЗП о.е.}} \cdot Z_{\text{Б}} = 0,35 \cdot 1,7 = 0,6 \text{ Ом.} \quad (5.54)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{\text{СЗП}} = \frac{Z_{\text{СЗП}} \cdot n_{\text{T}}}{n_{\text{H}}} = \frac{0,6 \cdot 5000 / 5}{13800 / 100} = 4,35 \text{ Ом.} \quad (5.55)$$

Принимаем уставку $Z_{\text{П}} = 4,35 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 20%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{\text{СМ1}} = 0,13 \text{ Ом}$, $Z_{\text{СМ2}} = 0,87 \text{ Ом}$.

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

Вторая ступень действует с выдержкой времени 7,5 с – на отключение блочных выключателей 500 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 8,0 с на отключение генератора и гашение полей.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

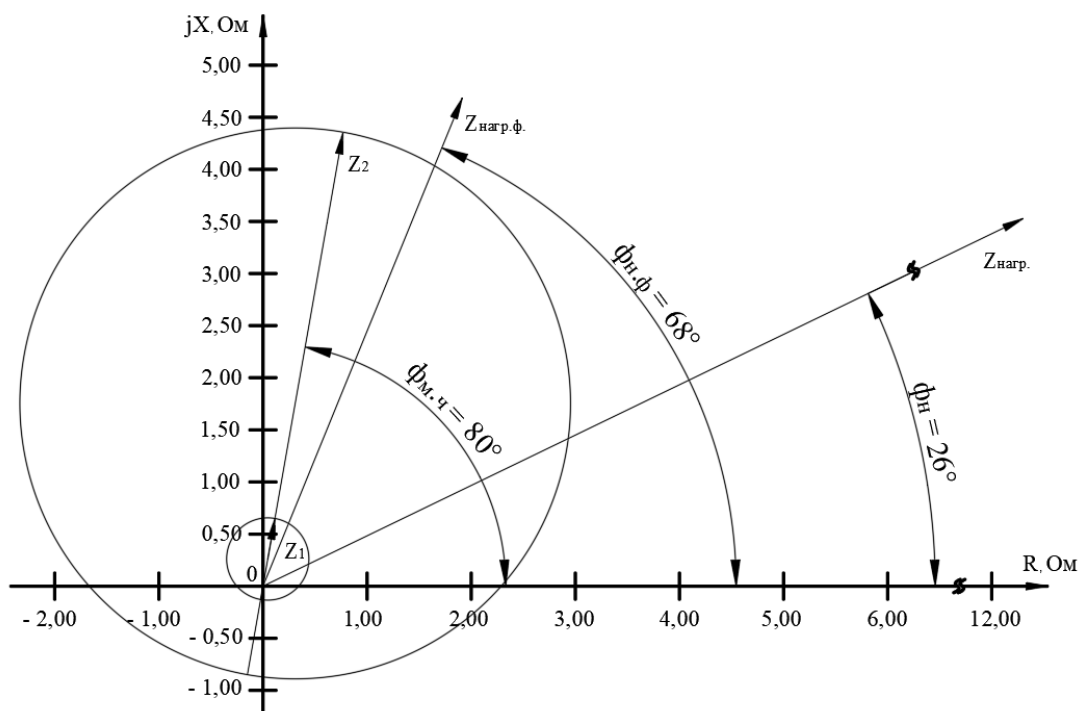


Рисунок 5.5 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.3.7 Защита от перегрузок обмотки ротора

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

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

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.Р}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{НОМ.Р} \quad (5.56)$$

где $I_{НОМ.Р}$ – номинальный ток ротора

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,08 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{НОМ.Р} \quad (5.57)$$

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 представлена в таблице 5.6. Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора представлена на рисунке 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)	длительно	210	150	120	90	72	60	20

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

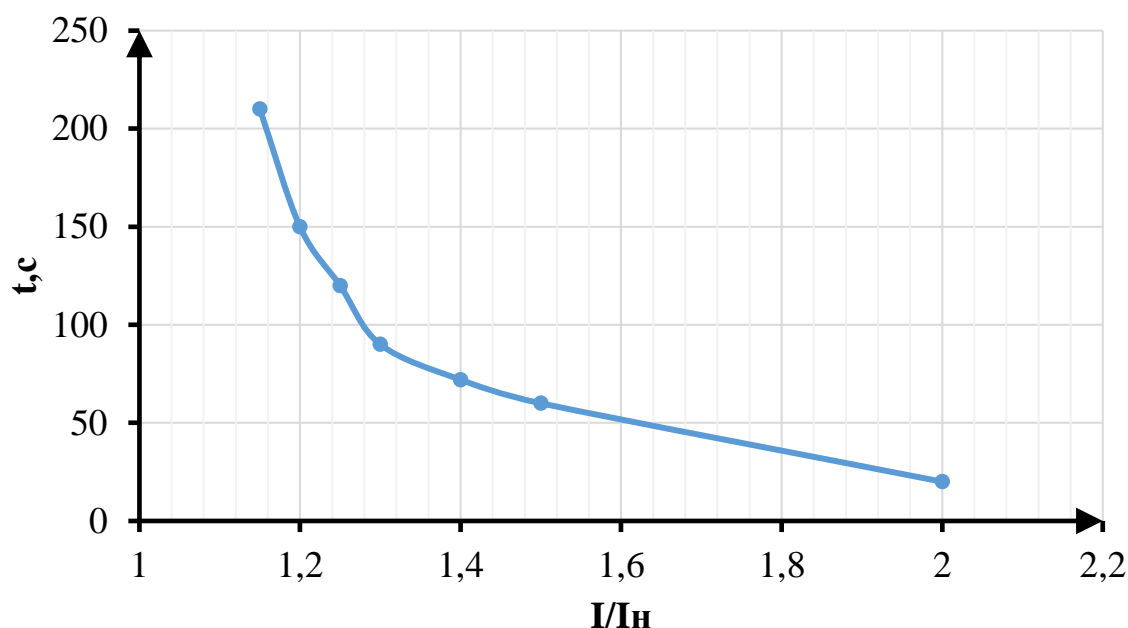


Рисунок 5.6 – Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{2,2 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 2,25 \cdot I_{НОМ.Р}. \quad (5.58)$$

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

5.4 Выбор комплекса защит блока генератор -трансформатор

Исходя из расчета уставок, для защиты силового оборудования главной схемы ГЭС и линий электропередачи предполагается установка современных

микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики производства «ЭКРА». Установка Отечественного микропроцессорного оборудования позволит избежать возможного вмешательства в работу оборудования, а также уменьшит затраты.

Благодаря блочной конструкции цифровых терминалов и модульному программному обеспечению, микропроцессорные защиты обеспечивают высокую адаптацию к конкретной первичной схеме станции в зависимости от объема защищаемого оборудования и различных режимов его работы.

Наличие функций непрерывного самоконтроля и диагностики обеспечивает высокую готовность микропроцессорных защит, а использование высокоинтегрированных и высоконадежных

5.5 Таблица уставки матрица отключений

Уставки защит и матрица отключений представлены в приложении Г, таблица Г.1, Г.2 соответственно.

6 Компонировка сооружения гидроузла

6.1 Проектирование водосливной плотины

Ввиду того что плотина бетонная, железобетонная на скальном основании, а высота сооружения входит в интервал 60 – 100 м., поскольку $H_{\text{макс}} = 66,60$ м, назначаем – II класс ГТС.

Поскольку установленная мощность проектируемой станции 920 МВт, назначаем II класс ГТС.

Поскольку от последствий аварии на ГТС могут пострадать люди г. Кызыл (население 119438 чел.) на расстоянии 43 км от створа и люди села Черби (1136 чел.), а также возможный материальный ущерб превышает 5 млн. рублей, назначаем I класс ГТС.

Назначаем класс ГТС по наивысшему значению: I класс ГТС.

6.1.1 Определение отметки гребня грунтовой плотины

За отметку гребня плотины принимается:

$$\nabla_{\text{ГГП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_s = 750,00 + 4,407 = 754,41 \text{ м}, \quad (6.1)$$

где h_s - превышение гребня плотины над расчетным уровнем в верхнем бьефе.

$$h_s = h_{\text{run1\%}} + \Delta h_{\text{set}} + a = 3,6 + 0,00000228 + 0,8 = 4,41 \text{ м}, \quad (6.2)$$

где $h_{\text{run1\%}}$ - высота наката волн на напорной грани;

Δh_{set} - высота ветрового нагона;

a – величина запаса, для I класса сооружения $a=0,8$ м.

6.1.2 Расчёт параметров волнового воздействия

$$\Delta h_{\text{set}} = K_w \cdot \frac{V^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha = 0,00000228 \cdot \frac{22^2 \cdot 2210}{9,81 \cdot 35} = 0,0071 \text{ м}, \quad (6.3)$$

где $V = 22$ м/с – скорость ветра [21];

K_w – коэффициент, зависящий от скорости ветра.

$$K_w = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot V) \cdot 10^{-7} = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot 22) \cdot 10^{-7} = 0,00000228. \quad (6.4)$$

Длина разгона волны при $\alpha = 0^\circ$, $L \approx 2210$ м, представлены на рисунке 6.1.

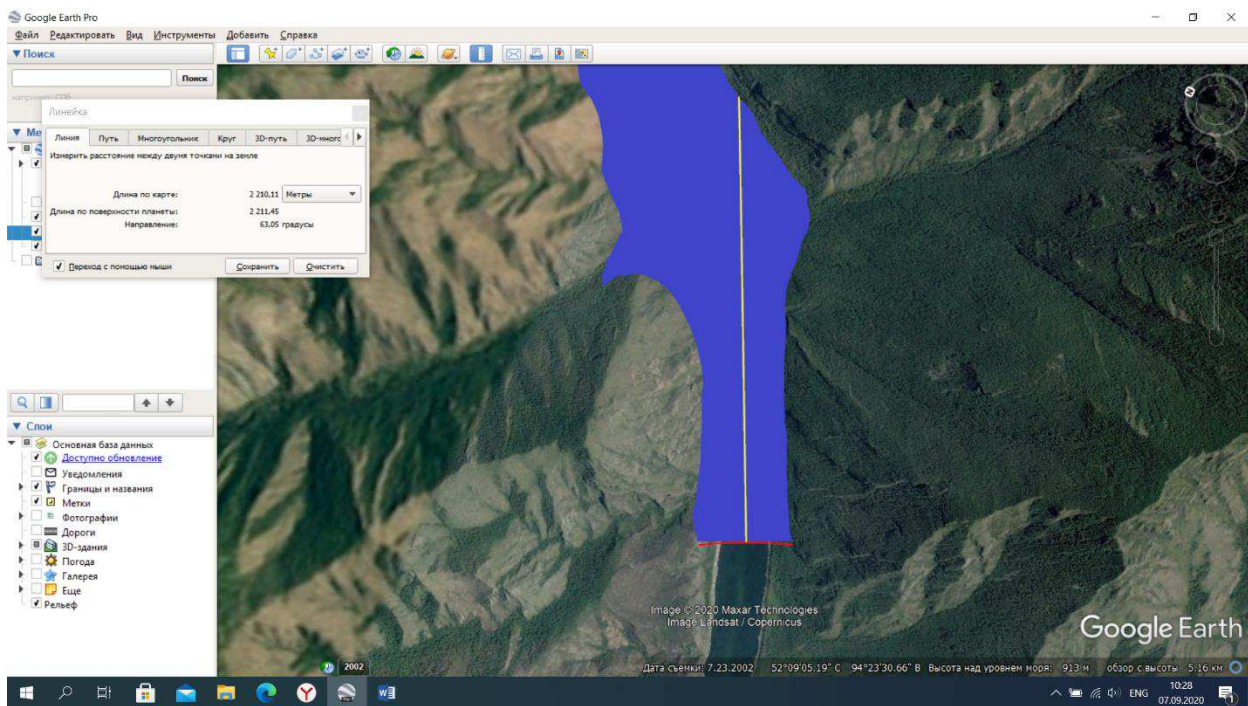


Рисунок 6.1 – Длина разгона волны

Условная расчетная глубина воды в водохранилища:

$$d = \frac{V_{НПУ} - V_{ДНО}}{2} = \frac{750 - 680}{2} = 35 \text{ м.} \quad (6.5)$$

Рассчитаем безразмерные величины:

$$\frac{gL}{V^2} = \frac{9,81 \cdot 2210}{22^2} = 44,79; \quad (6.6)$$

$$\frac{gt}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{22} = 9631,64, \quad (6.7)$$

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

По [3, Приложение А, рис А.1] определяем параметры волнового воздействия:

$$\text{– для } \frac{gL}{V^2} = 44,79: \frac{g\bar{h}}{V^2_w} = 0,012; \frac{gT}{V_w} = 1,28; \quad (6.8)$$

$$\text{– для } \frac{gt}{V_w} = 8829: \frac{g\bar{h}}{V^2_w} = 0,078; \frac{gT}{V_w} = 3,94. \quad (6.9)$$

Принимаем наименьшие значения $\frac{g\bar{h}}{V^2_w} = 0,012; \frac{gT}{V_w} = 1,28$ и определяем параметры волны:

Средний период волны:

$$\bar{T} = \frac{1,28 \cdot V}{g} = \frac{1,28 \cdot 22}{9,81} = 2,87 \text{ с.} \quad (6.10)$$

Средняя высота волны:

$$\bar{h} = \frac{0,012 \cdot V}{g} = \frac{0,012 \cdot 22^2}{9,81} = 0,59 \text{ м.} \quad (6.11)$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g \bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 2,87^2}{2 \cdot 3,14} = 12,87 \text{ м;} \quad (6.12)$$

$$d > 0,5 \bar{\lambda}_d. \quad (6.13)$$

$35 > 0,5 \cdot 12,87 = 6,43 \text{ м}$ – условие выполняется, т.е. зона глубоководная. Определяем высоту волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 0,59 \cdot 2,1 = 1,24 \text{ м,} \quad (6.14)$$

где K_i – коэффициент, определяемый по графику [3, Приложение А1, рис А.2] по значению $\frac{gL}{V^2_w}$ (для глубоководной зоны). Принимаем $K_i = 2,1$;

\bar{h} – средняя длина волны.

Определяем высоту наката волны 1% обеспеченности:

$$h_{\text{run}1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{\text{run}} \cdot h_{1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,4 \cdot 2,3 \cdot 1,24 = 3,6 \text{ м,} \quad (6.15)$$

где k_r и k_p – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, определяемые по [3, Приложение Д, табл. Д1];

$k_r = 1$, $k_p = 0,9$ для откоса грунтовой плотины, укрепленного железобетонными плитами;

k_{sp} – коэффициент, определяемый [3, Приложение Д, табл. Д2] при $m = \text{ctg } \varphi = 1,5$ и $V = 22 \text{ м/с}$, $k_{sp} = 1,4$;

k_{run} – коэффициент, определяемый по [3, Приложение Д, рис. Д1] в зависимости от пологости волны.

$$\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{1\%}} = \frac{12,87}{1,24} = 10,38, \quad (6.16)$$

где $k_{\text{run}} = 2,3$.

6.2 Гидравлические расчёты

6.2.1 Определение ширины водосливного фронта

$$Q^{\text{осн}}_{\text{макс}} = 4959 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q^{\text{пов}}_{\text{макс}} = 6070 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_{\text{ГА}} = \frac{N^{\text{ед}}_{\text{ГА}}}{9,81 \cdot H^{\text{осн}} \cdot \eta} = \frac{115000}{9,81 \cdot 59,1 \cdot 0,91} = 215,1 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.17)$$

где $N^{\text{ед}}_{\text{ГА}} = 115000$ кВт – мощность одного гидрогенератора;
 $\eta = 0,91$ % – КПД гидрогенератора.

$$H^{\text{осн}} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УНБ} = 750,00 - 690,10 = 59,90 \text{ м}, \quad (6.18)$$

где $\nabla \text{УНБ} = 690,10$ м – уровень НБ при обеспеченности 0,1 %.

$$Q_{\text{ГЭС}} = Q_{\text{ГА}} \cdot m = 215,1 \cdot 7 = 1505,7 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.19)$$

$$m = Z_{\text{агр}} - 1 = 8 - 1 = 7. \quad (6.20)$$

Так как $H^{\text{осн}} > H_{\text{мин}} = 39,00$ м, паводок можно пропускать через ГЭС.

$$Q^{\text{осн}}_{\text{расч}} = Q^{\text{осн}}_{\text{макс}} - (Z_{\text{агр}} - 1) \cdot Q_{\text{ГА}} = Q^{\text{осн}}_{\text{расч}} = 4959 - 7 \cdot 215,1 = 3453,3 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.21)$$

$$q_p = V_h \cdot h^{\text{осн}}_{\text{НБ}} = 6 \cdot 10,1 = 60,6 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.22)$$

где $Z_{\text{агр}}$ – количество агрегатов;

V_h – допустимая скорость на рисберме, принимается в зависимости от грунтов, слагающих дно реки, для скальных - выше 5 м/с);

$h^{\text{осн}}_{\text{НБ}} = 10,1$ м – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой $\nabla \text{НБ} = f(Q_{\text{НБ}})$ при $Q^{\text{осн}}_{\text{макс}} = 4959 \text{ м}^3/\text{с}$.

$$h_{\text{НБ}} = \nabla \text{УНБ} - \nabla \text{ДНО} = 690,10 - 680,00 = 10,10 \text{ м} \quad (6.23)$$

Удельный расход на водосливе:

$$q_b = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 60,6 = 75,75 \text{ м}^2/\text{с}. \quad (6.24)$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q^{\text{осн}}_{\text{расч}}}{q_B} = \frac{3453,3}{75,75} = 45,59 \text{ м} \approx 48 \text{ м.} \quad (6.25)$$

Таким образом, принимаем: $n = 4$ – число пролетов, $b = 12$ – ширина пролета.

6.2.2 Определение отметки гребня водослива

Напор на гребне водослива без учета сжатия и подтопления – H_{01} , а затем с учетом сжатия и подтопления H_{02} :

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{3453,3}{0,49 \cdot 48 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 10,3 \text{ м,} \quad (6.26)$$

где $m = 0,49$ – коэффициент расхода зависит от формы профиля водослива и принимается в зависимости от типа водослива практического профиля;

$B = 48 \text{ м}$ – ширина водосливного фронта.

$$Q_p = Q^{\text{осн}}_{\text{макс}} - Q_{\text{ГЭС}} = 6070 - 1505,7 = 3453,3 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (6.27)$$

$$H_{02} = \left(\frac{Q_p}{m\varepsilon\sigma_n B\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{3453,3}{0,49 \cdot 0,91 \cdot 48 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 11 \text{ м.} \quad (6.28)$$

где $\sigma_n = 1$ для неподтопленного водослива;

ε – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определяют по формуле (3.4).

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \left(\frac{\xi + (n-1)\xi_0}{n} \right) \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \left(\frac{0,7 + (4-1) \cdot 0,45}{4} \right) \cdot \frac{10,3}{12} = 0,91, \quad (6.29)$$

где ξ – коэффициент формы боковых устоев, принимают 0,7;

ξ_0 – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане, т. е. величины и от формы верховой грани быка принимается 0,45;

n – число пролётов;

b – ширина пролета.

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 11 - \frac{1,1 \cdot 0,82^2}{2 \cdot 9,81} = 10,96 \text{ м.} \quad (6.30)$$

$$V_0 = \frac{Q_p}{(V_{\text{НПУ}} - V_{\text{ДНО}}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_B)} = \frac{3453,3}{(750 - 680) \cdot (48 + (4-1) \cdot 4)} = 0,82, \quad (6.31)$$

где $\delta_B = 4 \text{ м}$ – толщина быка.

Полученный напор должен быть округлен в большую сторону по стандартному ряду, $H_{ст} = 11$ м.

Отметка гребня водослива:

$$\nabla_{ГВ} = \nabla_{НПУ} - H_{ст} = 750 - 12 = 738,00 \text{ м.} \quad (6.32)$$

Отметка гребня быка:

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГВ} + 1,6 \cdot H_{ст} = 738,00 + 17 = 755,00 \text{ м.} \quad (6.33)$$

Принимаем проектную отметку гребня плотины как наибольшую из $\nabla_{ГГП}$ и $\nabla_{ГБ}$, таким образом, $\nabla_{ГП} = 755,00$ м.

6.2.3 Проверка на пропуск расчётного расхода при поверочном расчётном случае

$$H_{01 \text{ пов}} = \left(\frac{Q_p}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{4564,3}{0,49 \cdot 48 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 12,40 \text{ м.} \quad (6.34)$$

$$Q_p = Q^{\text{пов}}_{\text{макс}} - Q_{ГЭС} = 6070 - 1505,7 = 4564,3 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (6.35)$$

$$H_{02 \text{ пов}} = \left(\frac{Q_p}{m\varepsilon\sigma_n B\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{4564,3}{0,49 \cdot 0,91 \cdot 48 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 13,20 \text{ м.} \quad (6.36)$$

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \left(\frac{\xi + (n-1)\xi_0}{n} \right) \cdot \frac{H_{01}}{b}; \quad (6.37)$$

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \left(\frac{0,7 + (4-1) \cdot 0,45}{4} \right) \cdot \frac{12,40}{12} = 0,89.$$

$$H = H_{02} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 13,20 - \frac{1,1 \cdot 0,89^2}{2 \cdot 9,81} = 13,14 \text{ м.} \quad (6.38)$$

$$V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla_{ФПУ} - \nabla_{ДНО}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_B)}; \quad (6.39)$$

$$V_0 = \frac{4564,3}{(752,00 - 680,00) \cdot (48 + (4-1) \cdot 4)} = 1,06 \text{ м/с.}$$

$$\nabla_{УВБ} = \nabla_{ГВ} + H_{\text{пов}} = 738,00 + 13,14 = 751,14 \text{ м.} \quad (6.40)$$

Принимаем проектную отметку $\nabla_{ФПУ} = 752,00$ м.

6.2.4 Построение профиля водосливной грани

Сопряжение водосливной грани с поверхностью водобоя можно очертить по дуге с радиусом R . Величина этого радиуса назначается в зависимости от высоты плотины и напора на водосливе.

$$R = (0,2 \div 0,5)(H_{\text{ст}} + C_{\text{в}}) = (0,2 \div 0,5) \cdot (12 + 58) = (12 \div 35) \text{ м.} \quad (6.41)$$

Принимаем $R = 12 \text{ м}$.

Высота водослива:

$$C_{\text{в}} = \nabla_{\text{ГВ}} - \nabla_{\text{ДНО}} = 738,00 - 680,00 = 58 \text{ м,} \quad (6.42)$$

где $\nabla_{\text{ГВ}} = 738,00 \text{ м}$ – отметка гребня водослива.

Принимаем профиль оголовка безвакуумного водослива с оголовком типа А по данным Кригера – Офицерова. Координаты и профиль для построения оголовка безвакуумного водослива представлены в таблице 6.1 и на рисунке 6.2.

Таблица 6.1 – Координаты для построения оголовка безвакуумного водослива с оголовком профиля типа А для напора $H_{\text{ст}} = 12 \text{ м}$.

x	y	x	y	x	y	x	y
0	1,512	12	3,072	24	14,82	36	33,888
1,2	0,432	13,2	3,852	25,2	16,428	37,2	36,156
2,4	0,084	14,4	4,728	26,4	18,096	38,4	38,484
3,6	0	15,6	5,7	27,6	19,836	39,6	40,86
4,8	0,072	16,8	6,768	29,52	22,728	40,8	43,308
6	0,324	18	7,932	30	23,52	42	45,816
7,2	0,72	19,2	9,168	31,2	25,464	43,2	48,372
8,4	1,2	20,4	10,476	32,4	27,468	44,4	50,988
9,6	1,752	21,6	11,844	33,6	29,544	45,6	53,652
10,8	2,376	22,8	13,296	34,8	31,68	46,8	56,376
-	-	-	-	-	-	48	59,256

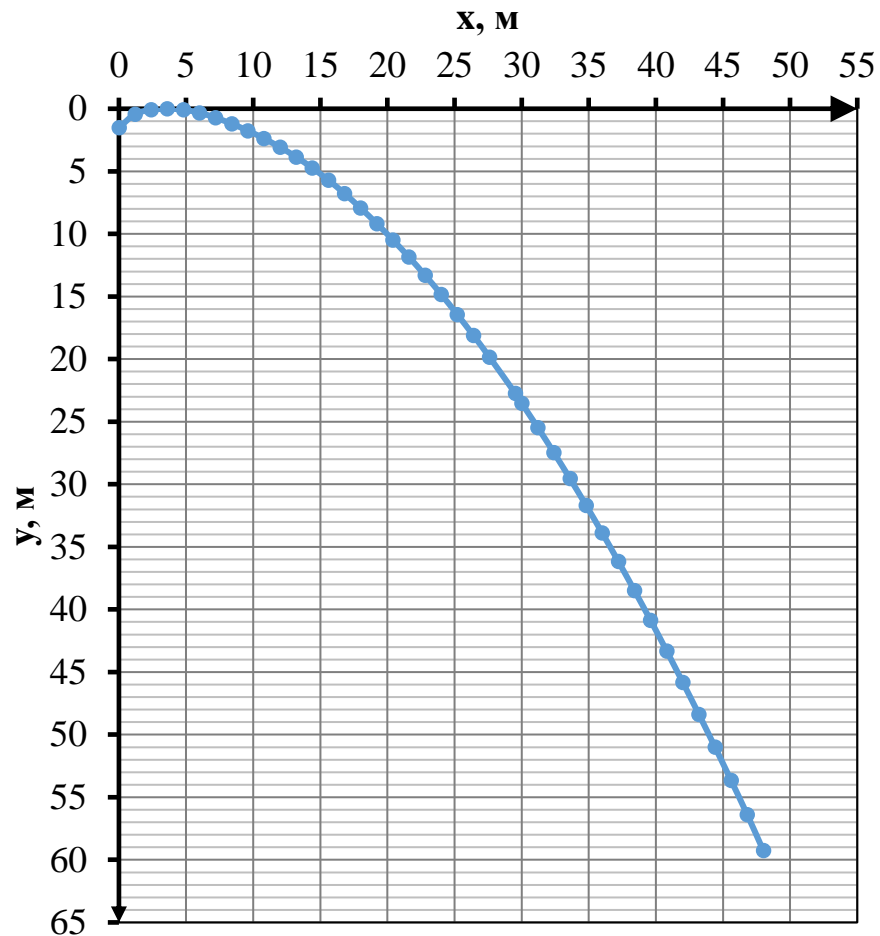


Рисунок 6.2 – Оголовок водосливной плотины

6.2.5 Пропуск расходов через донный аварийный водосброс

По формуле определяют площадь водосбросных отверстий $\omega_{\text{во}}$, затем назначают их число размеры водосбросного отверстия.

$$Q_c = \mu \omega_{\text{во}} \sqrt{2gH_{\text{во}}} = \frac{V_{\text{пол}} + V_{\text{притока}}}{t_{\text{ср}}}; \quad (6.43)$$

$$Q_c = \frac{4,01 \cdot 10^9 + 933120000}{15552000} = 857,84 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\omega_{\text{во}} = \frac{Q_c}{\mu \sqrt{2gH_{\text{во}}}} = \frac{857,84}{0,81 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 66,50}} = 29,32 \text{ м}^2, \quad (6.44)$$

где Q_c – расход через аварийный водосброс, $\text{м}^3/\text{с}$;

$V_{\text{пол}} = 4,41 \cdot 10^9 \text{ м}^3$ – полезный объем водохранилища, м^3 ;

$t_{\text{ср}} = 15552000 \text{ с}$ – время срабатывания водохранилища, с ;

$\omega_{\text{во}}$ – площадь выходных отверстий, м^2 ;

μ – коэффициент расхода, равный 0,82;

$V_{пр}$ – объем притока, m^3 ;

$H_{во}$ – напор над центром выходного отверстия.

$$H_{во} = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ВО} = 750,00 - 683,50 = 66,50 \text{ м}, \quad (6.45)$$

где $\nabla_{ВО}$ – отметка центра выходного водосбросного отверстия.

$$\nabla_{ВО} = \nabla_{ПО} + \frac{h_{во}}{2} = 682,00 + \frac{3}{2} = 683,50 \text{ м}, \quad (6.46)$$

где $h_{во} = 3 \text{ м}$ – высота отверстия, принятая предварительно.

$\nabla_{ПО}$ – отметка порога отверстия.

$$\nabla_{ПО} = \nabla_{ДНА} + h_{п} = 680,00 + 2 = 682,00 \text{ м}, \quad (6.47)$$

где $h_{п} = 2 \text{ м}$ – высота порога, м.

Выбираем прямоугольное отверстие 3×3 , 4 отверстия, следовательно, $\omega_{во}$ принимаем 36 м^2 .

6.2.6 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

Определяем тип сопряжения бьефов при донном режиме для прямоугольного русла.

Критическая глубина:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{(B + (n-1) \cdot \delta_6)^2 \cdot g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 3453,3^2}{(48 + (4-1) \cdot 4)^2 \cdot 9,81}} = 7,19 \text{ м}. \quad (6.48)$$

где α – коэффициент Кориолиса, принимаем равным 1,1.

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНО} = 750,00 - 680,00 = 70 \text{ м}. \quad (6.49)$$

Определим сопряженные глубины:

$$h'_c = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot T_0}} = \frac{57,55}{0,95 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 70}} = 1,63. \quad (6.50)$$

$$h'_c = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - h'_c)}} = \frac{23,28}{0,95 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (70 - 1,63)}} = 1,64, \quad (6.51)$$

где φ – коэффициент скорости потока, $\varphi = 0,95$.

$$q_c = \frac{Q_p}{B_B} = \frac{3453,3}{60} = 57,55 \text{ м}^3, \quad (6.52)$$

где B_B – ширина водобойного колодца.

$$B_B = n \cdot b + (n - 1) \delta_o = 4 \cdot 12 + (4 - 1) \cdot 4 = 60 \text{ м.} \quad (6.53)$$

$$h''_c = \frac{h'_c}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{кр}}{h'_c} \right)^3} - 1 \right); \quad (6.54)$$

$$h''_c = \frac{1,63}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{7,19}{1,63} \right)^3} - 1 \right) = 20,51.$$

Так как $h''_c = 20,51 \text{ м} > h_{НБ} = 10,1 \text{ м}$, следовательно, гидравлический прыжок отогнанный.

6.2.7 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи

Отброс струи будем осуществлять с помощью носка-трамплина.
Высота от дна до носка:

$$a = h_{НБ\max} + 2 = 11,1 + 2 = 13,1 \text{ м,} \quad (6.55)$$

где $h_{НБ\max}$ – глубина воды в НБ, определяемая по кривой $z_{НБ} = f(Q)$ при $Q_{расч}^{пов}$.

$$\nabla_{НОС} = \nabla_{ДНО} + a = 680,00 + 13,1 = 693,10 \text{ м.} \quad (6.56)$$

Скоростное падение (напор воды на носке):

$$Z_H = \nabla_{НПУ} - \nabla_{НОС} = 750,00 - 693,1 = 56,9 \text{ м.} \quad (6.57)$$

Скорость потока воды на носке:

$$V_H = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_H} = 0,95 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 56,9} = 31,74 \text{ м/с,} \quad (6.58)$$

где φ – коэффициент скорости потока, $\varphi = 0,95$.

Высота потока воды на носке:

$$h_H = \frac{q}{V_H} = \frac{57,55}{31,74} = 1,81 \text{ м.} \quad (6.59)$$

$$q = \frac{Q_{расч}}{B} = \frac{3453,3}{60} = 57,55 \text{ м/с.} \quad (6.60)$$

Число Фруда:

$$Fr = \frac{V_H^2}{g \cdot h_H} = \frac{31,74^2}{9,81 \cdot 1,81} = 56,63. \quad (6.61)$$

Следовательно, коэффициент аэрации $K_a = 0,8$.

Дальность отлета струи:

$$L = K_a \cdot Z_H \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2a \left(\left(1 + \left(\frac{Z_0}{Z_H} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \sin^2 a} \right)^{0,5} + 1 \right), \quad (6.62)$$

$$L = 0,8 \cdot 56,9 \cdot 0,95^2 \cdot \sin(2 \cdot 30) \cdot \left(\left(1 + \left(\frac{59,9}{56,9} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0,95^2 \sin^2 30} \right)^{0,5} + 1 \right) = 71,4 \text{ м.}$$

$$Z_0 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБ} = 750,00 - 690,10 = 59,9 \text{ м.} \quad (6.63)$$

Выполним проверку достаточности отлета струи:

$$L > 0,5 \cdot Z_0; \quad (6.64)$$

$$L > 0,5 \cdot 59,9;$$

$$71,4 > 29,95.$$

Глубина размыва – яма:

$$h_{\text{разм}} = t - h_{\text{НБ}} = 32,24 - 10,1 = 22,20 \text{ м.} \quad (6.65)$$

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{НБ}}}{d}} \cdot h_H; \quad (6.66)$$

$$t = \left(0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{56,63} \right) \cdot \sqrt{56,63} \cdot \sqrt[4]{\frac{10,1}{1}} \cdot 1,81 = 32,30,$$

где d – средняя крупность отдельностей, принимаем $d = 1$ м.

Расстояние от плотины до центра ямы размыва определяем по формуле:

$$L_1 = L + \frac{t}{\text{tga}_1} = 71,4 + \frac{32,30}{0,657} = 120,6. \quad (6.67)$$

$$\text{tga}_1 = \sqrt{\text{tg}^2 a + \frac{2 \cdot g \cdot (0,5 \cdot h_H \cdot \cos(a) + a - h_{\text{НБ}})}{V_H^2 \cdot \cos^2 a}}, \quad (6.68)$$

$$\operatorname{tga}_1 = \sqrt{\operatorname{tg}^2(30) + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 1,81 \cdot \cos(30) + 13,1 - 10,1)}{31,74^2 \cdot \cos^2(30)}} = 0,657,$$

где a – высота уступа над дном.

Длина горизонтального участка ямы размыва вдоль течения на уровне размытого русла:

$$b_p = 2,5 \cdot h_{кр} = 2,5 \cdot 7,19 + 3,7 \cdot 22,20 = 100 \text{ м.} \quad (6,69)$$

6.3 Конструирование плотины

6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины и имеющий минимальную ширину понизу. Профиль должен удовлетворять двум условиям:

- 1) Отсутствие растягивающих напряжений в бетоне;
- 2) Устойчивость тела плотины против сдвига по основанию.

Ширина водосливной плотины по основанию:

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_b}{\rho_w}(1-n) + n(2-n) - \alpha_1}}, \quad (6.70)$$

где α_1 – коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счет устройства противофильтрационных завес, дренажей и шпунтов принимаемый $\alpha_1 = 0,5$;

ρ_b – плотность бетона;

ρ_w – плотность воды.

Высота плотины h :

$$h = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ПОД} = 750,00 - 679,00 = 71,00 \text{ м,} \quad (6.71)$$

где $\nabla_{ПОД}$ – отметка подошвы плотины.

Из условия устойчивости плотины на сдвиг по основанию ширина подошвы водосливной плотины определяется из выражения:

$$B_n^{II} = \frac{\gamma_n h}{\operatorname{tg} \varphi \left(\frac{\rho_b}{\rho_w} + n - \alpha_1 \right)}, \quad (6.72)$$

где γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения, принимаемый для I класса сооружения 1,25;

φ – угол внутреннего трения для расчетов устойчивости ГТС по контакту бетон-скала, $\varphi = 35^\circ$.

Задаваясь различными значениями n , произведем расчет (таблица 6.2) и построим графики зависимостей $B_n^I = f(n)$ и $B_n^{II} = f(n)$ (рисунок 6.3).

Таблица 6.2 – Расчет зависимостей $B_n^I = f(n)$ и $B_n^{II} = f(n)$

n	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
B_n^I	51,51	52,2	53,22	54,62	56,48	58,96	62,27	66,79	73,23	83,1
B_n^{II}	81,95	77,85	74,14	70,77	67,7	64,88	62,28	59,89	57,67	55,61

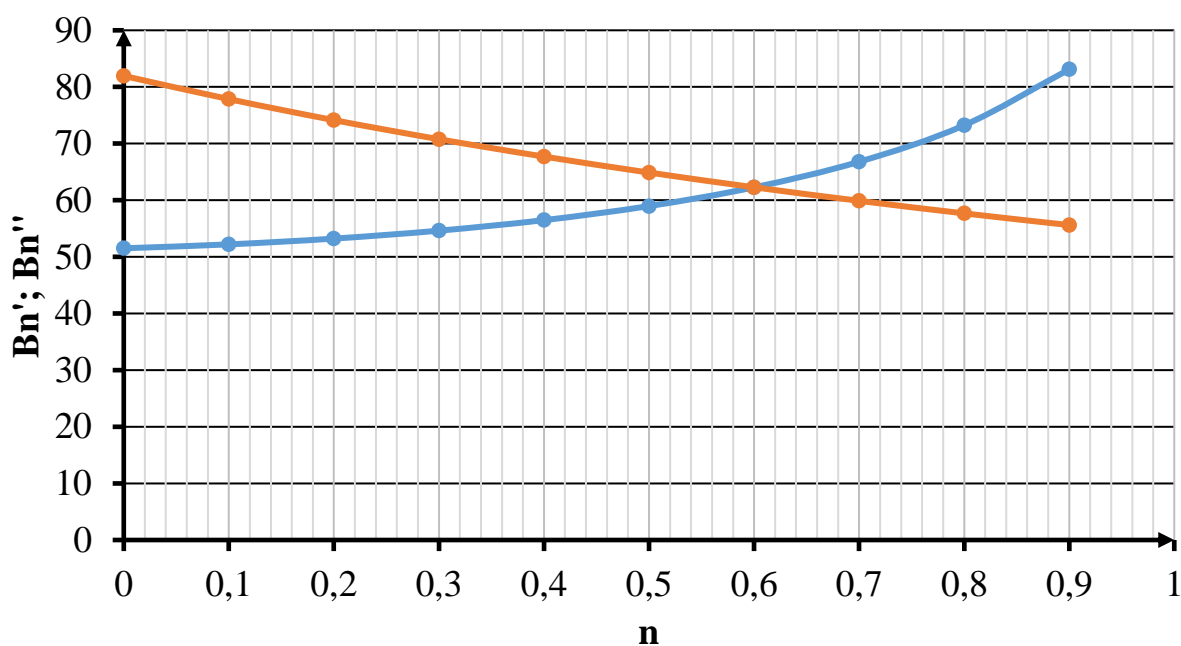


Рисунок 6.3 – Пересечение кривых $B_n^I = f(n)$ и $B_n^{II} = f(n)$

Графики пересекаются в точке $n = 0,6$ и $B_n = 62,27$ м. Принимаем ширину подошвы плотины $B_n = 62$ м.

6.3.2 Разрезка бетонной плотины швами

Принимаем расстояние между секционными швами 30 м. Температурные швы для плотины на скальном основании принимаем шириной 1 см на расстоянии 4 м от лицевых граней и гребня, а внутри тела плотины 0,2 см.

6.3.3 Быки

Разрезной бык состоит из двух полубыков. Толщину быка принимаем 4 м. Толщину пазового перешейка быка принимаем 2,4 м. Головная часть быка имеет обтекаемую в плане форму. Размеры пазов ремонтного затвора 2,4 м и рабочего затвора 2,4 м. Расстояние между пазами 1,5 м. Разрез быков представлен на рисунке 6.4.

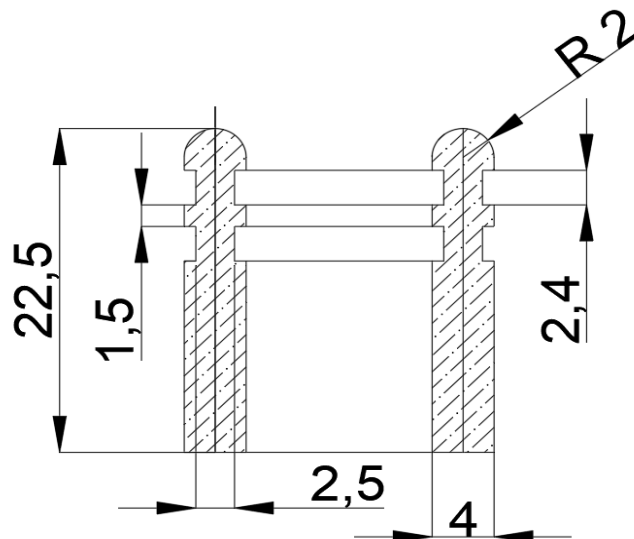


Рисунок 6.4 – Разрез быков

6.3.4 Устои

Для данного случая проектирования бетонной водосливной плотины и здания ГЭС назначаем разделительный устой (в виде отдельной стенки), которая будет отделять водослив от здания ГЭС. Основное назначение этого устоя – разделение потоков водослива и здания ГЭС, а также защита здания ГЭС от брызг при сбросе воды.

6.3.5 Дренаж тела бетонной плотины

Вдоль напорной грани плотин устраиваем дренаж в виде вертикальных скважин (дрен), имеющих выходы в продольные галереи. Диаметр вертикальных дренажных скважин принимаем 20 см.

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа назначаем $d_{др} = 3,4$ м, при этом должно выполняться условие:

$$d_{др} \geq \frac{H_d \gamma_n}{I_{кр}}; \quad (6.73)$$

$$3,4 \geq \frac{67,88 \cdot 1,25}{25};$$

$$3,4 \geq 3,39,$$

где H_d – напор над расчетным сечением;

$\gamma_n = 1,25$ – коэффициент надежности по ответственности сооружения;

$I_{кр} = 25$ – критический средний градиент напора для бетона плотины.

Данное расположение дренажа позволяет выполнить смотровые и буровые галереи на расстоянии более 2 м от напорной грани.

6.3.6 Галереи в теле плотины

В теле плотины устраиваем продольные и поперечные галереи с шагом 20 м по высоте на отметках 676,00, 696,00 и 716,00. В плотине имеются как продольные галереи, предназначенные для омоноличивания швов, установки КИА, а также осмотра состояния массива бетона, контроля состояния противofильтрационных устройств межсекционных швов, сбора дренажных вод и измерения фильтрационных расходов. Размеры галереи цементационная, дренажная – 3,4х3,4 м.

Отметка пола галереи:

$$\nabla_{\text{Гал}} = \nabla_{\text{ПОД}} - 3 = 679,00 - 3 = 676,00 \text{ м.} \quad (6.74)$$

6.4 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины

В основании плотины, стоящей на скале, для снижения фильтрационного давления на сооружение устраиваем цементационную завесу, которая удлиняет путь фильтрации, уменьшает скорость течения потока и количество профильтровавшейся воды, и наклонный дренаж для отвода фильтрующейся воды.

6.4.1 Противofильтрационная завеса

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1)B_n = (0,05 \div 0,1) \cdot 62 = (3,10 \div 6,2) \text{ м,} \quad (6.75)$$

где B_n – ширина подошвы плотины.

Принимаем значение $l_1 = 5$ м, которое согласовано с расположением цементационной галереи.

Глубина цементационной завесы:

$$h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,8)H_{\text{max}} = (0,5 \div 0,8) \cdot 67,88 = (33,9 \div 54,3) \text{ м.} \quad (6.76)$$

$$H_{\text{max}} = \nabla_{\text{НПУ}} - h_{\text{НБmin}} = 750,00 - 682,12 = 67,88 \text{ м,} \quad (6.77)$$

где $h_{\text{НБmin}} = 682,12$ – уровень воды в НБ при $Q_{\text{сан}} = 170 \text{ м}^3/\text{с}$.

Принимаем значение $h_{\text{зав}} = 34$ м,

Расстояние между рядами цементационных скважин, а также между скважинами в ряду принимается 2 м.

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{\Delta H_3 \gamma_n}{j_{\text{cr,m}}} = \frac{40,73 \cdot 1,25}{15} = 3,4 \text{ м}, \quad (6.78)$$

где ΔH_3 – потери напора на завесе;

$j_{\text{cr,m}} = 15$ – критический градиент для завесы;

$\gamma_n = 1,25$ – коэффициент надежности по ответственности сооружения.

$$\Delta H_3 = H_d - H_{\text{ас}} = 67,88 - 27,15 = 40,73 \text{ м}, \quad (6.79)$$

где $H_d, H_{\text{ас}}$ – геометрические параметры эпюры фильтрации:

$$H_d = \nabla_{\text{НПУ}} - h_{\text{НБmin}} = 750,00 - 682,12 = 67,88 \text{ м}. \quad (6.80)$$

$$H_{\text{ас}} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 67,88 = 27,15 \text{ м}. \quad (6.81)$$

6.4.2 Дренажные устройства в основании

Глубина дренажных скважин:

$$h_{\text{др}} = (0,5 \div 0,7) \cdot h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,7) \cdot 34 = 0,5 \cdot 34 = 17 \text{ м}. \quad (6.82)$$

Диаметр дренажных скважин принимается 0,2 м, расстояние между ними 2,5 м.

6.5 Определение основных нагрузок на плотину

6.5.1 Вес сооружения

Площадь плотины и быка в поперечном сечении, а также точка центра масс $G_{\text{пл}}$ и $G_{\text{б}}$ определяются в программе AutoCad.

$$S_{\text{пл}} = 2205 \text{ м}^2; S_{\text{б}} = 2655 \text{ м}^2.$$

Вес 1 п.м водосливной части плотины:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{2205 \cdot 12 \cdot 9,81 \cdot 2400}{12 + 4} = 38936 \text{ кН/м}, \quad (6.83)$$

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

b – ширина пролета;

$\rho_{\text{б}}$ – плотность бетона;

$\delta_{\text{б}}$ – толщина быка.

Вес быка:

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_6 \cdot g \cdot \rho_6}{b + \delta_6} = \frac{2655 \cdot 4 \cdot 9,81 \cdot 2400}{12 + 4} = 15627 \text{ кН/м.} \quad (6.84)$$

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

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f} \cdot g = 0,055 \cdot 174 \cdot \sqrt{174} \cdot 9,81 \approx 1238,4 \text{ кН,} \quad (6.85)$$

где f – площадь затвора:

$$f = (\nabla\Phi\text{ПУ} - \nabla\Gamma\text{В} + 0,5) \cdot b; \quad (6.86)$$

$$f = (752,00 - 738 + 0,5) \cdot 12 = 174 \text{ м}^2.$$

Величина силы давления воды на затвор:

$$P_3 = \rho_w \cdot g \cdot (\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ГВ})^2 \cdot 0,5 \cdot b; \quad (6.87)$$

$$P_3 = 1000 \cdot 9,81 \cdot (750,00 - 738,00)^2 \cdot 0,5 \cdot 12 = 8476 \text{ кН/м.}$$

Вес затвора приводим к 1 п.м:

$$q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{1238,4}{12 + 4} = 77,40 \text{ кН/м.} \quad (6.88)$$

6.5.2 Расчёты гидростатического давления

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:
Со стороны верхнего бьефа:

$$T_B = \frac{\rho_w g h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 71^2}{2} = 24726 \text{ кН/м.} \quad (6.89)$$

$$h_1 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 750,00 - 679,00 = 71 \text{ м.} \quad (6.90)$$

Со стороны нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\rho_w g h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 3,12^2}{2} = 47,75 \text{ кН/м} \quad (6.91)$$

$$h_2 = \nabla\text{НБ}_{\text{min}} - \nabla\text{ПОД} = 682,12 - 679,00 = 3,12 \text{ м,} \quad (6.92)$$

где $\nabla\text{НБ}_{\text{min}} = 682,12$ – уровень воды в НБ при $Q_{\text{сан}} = 170 \text{ м}^3/\text{с}$.

6.5.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Эпюра взвешивающего давления имеет вид прямоугольника с высотой от минимального уровня НБ до подошвы сооружения для основного случая.

Сила взвешивающего давления для основного случая:

$$W_{\text{взв}} = \rho_w \cdot g \cdot V_n (\nabla \text{НБ}_{\text{min}} - \nabla \text{ПОД}); \quad (6.93)$$

$$W_{\text{взв}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 62 \cdot (682,12 - 679,00) = 1897,65 \text{ кН/м.}$$

6.5.4 Сила фильтрационного давления

По СНиП 2.06.04–82. Нагрузки и воздействия на ГТС представлены приведенные к действующему напору H_d значения напора по оси цем.завесы $H_{\text{ас}}$ и дренажа $H_{\text{др}}$ при основном сочетании нагрузок. Эпюра пьезометрического напора по подошве плотины представлена на рисунке 6.5.

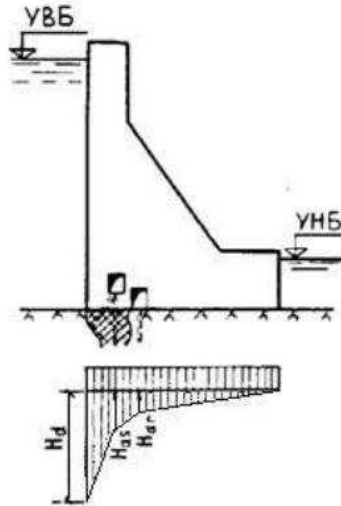


Рисунок 6.5 – Эпюра пьезометрического напора по подошве плотины

Для основного случая:

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УНБ} = 750,00 - 682,12 = 67,88 \text{ м.} \quad (6.94)$$

$$H_{\text{ас}} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 67,88 = 27,152 \text{ м.} \quad (6.95)$$

$$H_{\text{др}} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 67,88 = 13,58 \text{ м.} \quad (6.96)$$

Площадь эпюры фильтрационного давления определяется как сумма площадей ее отдельных участков, представляющие из себя прямоугольные трапеции и прямоугольный треугольник.

$$S_{\text{ф}} = S_1 + S_2 + S_3 = 237,58 + 91,64 + 356,37 = 685,6 \text{ м}^2. \quad (6.97)$$

где S_1 – площадь трапеции с действующим напором (H_d);

S_2 – площадь трапеции с напором по оси цем. завесы ($H_{ас}$);

S_1 – площадь треугольника с напором по оси дренажа (H_d).

Сила фильтрационного давления на подошву сооружения:

$$W_\phi = \rho_w \cdot g \cdot S_\phi = 1000 \cdot 9,81 \cdot 685,6 = 6726 \text{ кН/м.} \quad (6.98)$$

6.5.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_H = \gamma_H \cdot h_H \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_H}{2} \right) = 11 \cdot 3 \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 16,2 \text{ кН/м}^2, \quad (6.99)$$

где γ_H – удельный вес наносов во взвешенном состоянии ($9 \div 13$) кН/м^3 , принимаем $\gamma_H = 11 \text{ кН/м}^3$;

h_H – толщина слоя наносов, принимаем от уровня заиления дна, $h_H = 3 \text{ м}$;

$\varphi_H = 20^\circ$ – угол внутреннего трения наносов.

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.:

$$E_H = \frac{p_H h_H}{2} = \frac{16,2 \cdot 3}{2} = 24,3 \text{ кН/м.} \quad (6.100)$$

Активное давление грунта основания со стороны ВБ определяется следующим образом. В точке на границе слоя наносов и верхнего слоя грунта, боковое давление грунта определяют дважды: считая эту точку принадлежащей слою наносов p_H , а затем слою грунта, пригруженному весом наносов:

$$p_{A.гр}' = \gamma_H h_H \text{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot \text{tg} \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right); \quad (6.101)$$

$$p_{A.гр}' = 11 \cdot 3 \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{32}{2} \right) - 2 \cdot 80 \cdot \text{tg} \left(45 - \frac{32}{2} \right) = -77,9 \text{ кН/м}^2.$$

$$p_{A.гр}'' = (\gamma_H h_H + \gamma_{взв гр} h_{гр}) \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot \text{tg} \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right); \quad (6.102)$$

$$p_{A.гр}'' = (11 \cdot 3 + 17,5 \cdot 1) \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{32}{2} \right) - 2 \cdot 80 \cdot \text{tg} \left(45 - \frac{32}{2} \right) = -72,5 \text{ кН/м}^2.$$

$$\gamma_{взв гр} = \gamma_0 - (1 - n_0) \gamma_w = 25 - (1 - 0,24) \cdot 9,81 = 17,5 \text{ кН/м}^3, \quad (6.103)$$

где c – сцепление грунта, равное 80 кПа;

γ_0 – удельный вес сухого грунта, принимаем равным 25 кН/м^3 ;

n_0 – пористость сухого грунта, равная 0,24;

γ_w – удельный вес воды;

$h_{гр}$ – толщина слоя грунта, равная 1 м;

$\varphi_{гр}$ – угол внутреннего трения, равный 32° , исходя из основания.

Равнодействующая активного давления грунта с учетом наносов на 1 п.м. равна площади эпюры:

$$E_{акт} = S_{эп} = \left(\frac{p_{А.гр}' + p_{А.гр}''}{2} \right) h_{гр} = \left(\frac{-77,9 - 72,5}{2} \right) \cdot 1 = -75,2 \text{ кН/м.} \quad (6.104)$$

Так как полученное значение отрицательное, значит активное давление грунта на ГТС отсутствует.

Пассивное давление грунта основания со стороны НБ определяем по формуле:

$$p_{П.гр}'' = \gamma_{взв\ гр} \cdot h_{гр} \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot \text{tg} \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right); \quad (6.105)$$

$$p_{А.гр}'' = 17,5 \cdot 1 \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{32}{2} \right) - 2 \cdot 80 \cdot \text{tg} \left(45 - \frac{32}{2} \right) = 93,37 \text{ кН/м}^2.$$

$$E_{пасс} = S_{эп} = \frac{p_{П.гр}'' \cdot h_{гр}}{2} = \frac{93,37 \cdot 1}{2} = 46,69 \text{ кН/м.} \quad (6.106)$$

6.5.6 Расчёт волнового давления

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

$$W_{волн} = 0,5 \cdot \rho_v \cdot g \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}_d}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right); \quad (6.107)$$

$$W_{волн} = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 1,24 \cdot \left(\frac{12,87}{3,14} + \frac{0,38}{2} \right) = 26,08 \text{ кН,}$$

где $h_{1\%}$ – высота волн 1% обеспеченности;

$\bar{\lambda}_d$ – средняя длина волны;

h_0 – средняя высота волны.

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}_d} = \frac{3,14 \cdot 1,24^2}{12,87} = 0,38 \text{ м.} \quad (6.108)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}_d}{2 \cdot \pi} - \frac{3}{8} \cdot h_{1\%} = \frac{12,87}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 1,24 = 1,58 \text{ м.} \quad (6.109)$$

$$M_{волны} = W_{волны} \cdot l_{волны} = 63,6 \cdot 26,08 = 1810,5 \text{ кНм.} \quad (6.110)$$

$$l_{\text{волны}} = \nabla \text{НПУ} - y_c - \nabla \text{ПОД}; \quad (6.111)$$

$$l_{\text{волны}} = 750,00 - 1,58 - 679,00 = 69,42 \text{ м.}$$

Эпюру волнового давления можно представить в виде треугольника, основание которого параллельно верховой грани плотины, одна вершина треугольника, лежащая на основании, расположена не выше $1,1 \cdot h_{1\%}$ над УВБ, а другая не ниже $8 \cdot h_{1\%}$ УВБ.

6.6 Расчёт прочности плотины

6.6.1 Определение напряжений

Расчет прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Расчет плотины проводится без учета температурных воздействий. Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Таким образом, в результате расчета определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности. В расчете плотины принимаем сжимающие напряжения со знаком «-», а растягивающие со знаком «+». Для удобства расчета составляем таблицу 6.3, в которую внесены нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке. Точки приложения равнодействующих всех сил рассчитаны с помощью программы AutoCad.

Таблица 6.3 – Основные нагрузки на плотину

Обозначение силы	γ_f	Направление силы	Основной случай		
			Сила,	Плечо,	Момент,
T_B	1	→	24726,1	23,33	576859,9
T_H	1	←	47,8	-1,03	-49,2
G_G	0,95	↓	14845,7	-13,73	-203830,8
$G_{пл}$	0,95	↓	36989,2	-10,46	-386907
$W_{взв}$	1	↑	1897,7	4,73	8975,9
W_{ϕ}	1	↑	6725,7	15,29	102836
E_H	1,2	→	29,2	2	58,3
$E_{акт}$	1,2	→	-75,2	-	-
$E_{пасс}$	0,8	←	37,4	-0,33	-12,3
$W_{волн}$	1	→	26,1	68,4	1783,9
q_3	0,9	↓	69,7	-31,9	-2222,2
-	-	$\sum N$	85319,1	$\sum M$	97492,5

Расчет краевых напряжений в горизонтальных сечениях плотины (при расчете на 1 погонный метр длины):

Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_n} + \frac{6 \cdot \sum M}{B_n^2} = -\frac{43281,2}{62} + \frac{6 \cdot 97492,5}{62^2} = -545,9 \text{ кН/м}^2. \quad (6.112)$$

где N – нормальная сила, сумма вертикальных сил, действующих на плотину;
 M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;
 B_n – ширина подошвы плотины.

$$N = G_6 + G_{пл} - W_{взв} - W_\phi + q_3; \quad (6.113)$$

$$N = 14845,7 + 36989,2 - 1897,7 - 6725,7 + 69,7 = 43281,2$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_B \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2); \quad (6.114)$$

$$H_d^u = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ПОД} = 750 - 679 = 71, \quad (6.115)$$

где H_d^u – напор над сечением со стороны ВБ.

$$m_u = \text{tg } \alpha_1 = 0, \quad (6.116)$$

где $\alpha_1 = 0$ – заложение верховой грани.

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам:

$$\sigma_x^u = -545,9 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot 71 \cdot (1 - 0^2) = -696,5 \text{ кН/м}^2. \quad (6.117)$$

Касательные напряжения у верховой грани:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_B \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u; \quad (6.118)$$

$$\tau_{xy}^u = (9,81 \cdot 71 - 545,9) \cdot 0 = 0 \text{ кН/м}^2.$$

Главные напряжения:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_B \cdot H_d^u \cdot m_u^2; \quad (6.119)$$

$$\sigma_1^u = -545,9 \cdot (1 + 0^2) + 9,81 \cdot 71 \cdot 0^2 = -545,9 \text{ кН/м}^2.$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_B \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 71 = -696,5 \text{ кН/м}^2. \quad (6.120)$$

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_n} - \frac{6 \cdot \sum M}{B^2_n} = -\frac{43281,2}{62} - \frac{6 \cdot 97492,5}{62^2} = -850,3 \text{ кН/м}^2. \quad (6.121)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_B \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2); \quad (6.122)$$

$$\sigma_x^t = -850,3 \cdot 0,6^2 - 9,81 \cdot 3,12 \cdot (1 - 0,6^2) = -540,8 \text{ кН/м}^2;$$

$$H_d^t = \nabla \text{УНБ}_{\min} - \nabla \text{ПОД} = 682,12 - 679,00 = 3,12 \text{ м}, \quad (6.123)$$

где H_d^t – напор над расчетным сечением со стороны НБ.

$$m_t = \text{tg } \alpha_2 = \text{tg } 32^\circ = 0,6, \quad (6.124)$$

где α_2 – угол между низовой гранью и вертикалью.

Касательные напряжения у низовой грани:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_B \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t; \quad (6.125)$$

$$\tau_{xy}^t = -(9,81 \cdot 3,12 - 850,3) \cdot 0,6 = 491,8 \text{ кН/м}^2.$$

Главные напряжения:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_B \cdot H_d^t \cdot m_t^2; \quad (6.126)$$

$$\sigma_3^t = -850,3 \cdot (1 + 0,6^2) + 9,81 \cdot 3,12 \cdot 0,6^2 = -1145,4 \text{ кН/м}^2.$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_B \cdot H_d^t = -9,81 \cdot 3,12 = -30,6 \text{ кН/м}^2. \quad (6.127)$$

Расчет основных краевых напряжений сведены в таблицу 6.4.

Таблица 6.4 – Расчет краевых напряжений, действующих на плотину

Напряжение	Верховая грань	Низовая грань
σ_y , кН/м ²	-545,9	-850,3
σ_x , кН/м ²	-696,5	-540,8
τ_{xy} , кН/м ²	0	491,8
σ_1 , кН/м ²	-545,9	-30,6
σ_3 , кН/м ²	-696,5	-1145,4

6.6.2 Критерии прочности плотины

После определения напряжений, проверяем сооружение на прочность. Для этого нужно, чтобы выполнялись следующие условия:

Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{1c} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.128)$$

где $\gamma_n = 1,25$ – коэффициент надежности в зависимости от класса сооружения;

$$|\sigma_3| = 1145,4 \text{ кН/м}^2;$$

$\gamma_{1c} = 1$ – коэффициент сочетания нагрузок;

$\gamma_{cd} = 1$ – коэффициент условий работы.

$$R_b \geq \frac{1,25 \cdot 1 \cdot 1145,4}{1}. \quad (6.129)$$

Принимаем бетон класса В5, с расчетным сопротивлением бетона на сжатие $R_b \geq 1431,7 \text{ кН/м}^2$

На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0; \quad (6.130)$$

$$-545,9 < 0.$$

В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_B \cdot N_d; \quad (6.131)$$

$$545,9 \geq 0,25 \cdot 9,81 \cdot 71;$$

$$545,9 \text{ кН/м}^2 \geq 174,13 \text{ кН/м}^2.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиям прочности.

6.6.3 Расчёт устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин на скальных основаниях определяется несущей способностью основания.

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{1c}} \geq \gamma_n, \quad (6.132)$$

где $\gamma_n = 1,25$, – коэффициент надежности по назначению сооружения;
 $\gamma_{1c} = 1$, – коэффициент сочетания нагрузок;
 $\gamma_{cd} = 1$ – коэффициент условий работы;
 R – расчетное значение обобщенной несущей способности.

$$R = (G_{пл} + G_6 - W_{взв} - W_{\phi} + q_3) \cdot \operatorname{tg}\varphi + E_{пасс} \cdot \gamma_c + c \cdot \omega; \quad (6.133)$$

$$R = (36989,2 + 14845,7 - 1897,7 - 6725,7 + 69,7) \cdot 0,6 + 37,4 \cdot 0,7 + 80 \cdot 62 = 30954,8 \text{ кН/м.}$$

где $\operatorname{tg}\varphi = 0,6$ – внутреннее трение грунта основания;
 $c = 80 \text{ кН/м}^2$ – сцепление для скалы;
 $\omega = B_{п} \cdot 1 = 62 \text{ м}^2$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины при расчете на 1 п.м.;
 γ_c – коэффициент условия работы для пассивного давления грунта, принимаем $\gamma_c = 0,7$.

$$F = T_v - T_n + W_{волн.} + E_n + E_{акт}; \quad (6.134)$$

$$F = 24726,1 - 47,8 + 26,1 + 29,2 - 75,2 = 24658,4 \text{ кН/м.}$$

Таким образом, условие на сдвиг (формула 6.132):

$$\frac{30954,8 \cdot 1}{24658,4 \cdot 1} \geq 1,25$$

$$1,255 \geq 1,25$$

Сооружение соответствует условиям устойчивости против сдвига по основанию.

7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды

7.1 Охрана труда

Основной задачей правил охраны труда на ГЭС следует считать обеспечение безопасных и нормальных условий труда для работников на всех стадиях производственного процесса, сохранение жизни и здоровья работающих, сокращение количества несчастных случаев и заболеваний на производстве, предупреждение возможности их возникновения. Проверка знаний правил, норм по охране труда, настоящих Правил, правил пожарной безопасности и других нормативных документов.

Контроль над выполнением требований нормативов по охране труда осуществляется руководителями ГЭС и подразделениями на всех ступенях управления. Исполнение правил обязательно для всех работников, связанных с эксплуатацией сооружений и оборудования проектируемой ГЭС, а также для работодателей, в ведении которых находятся названные работники.

Для выполнения обеспечения правил охраны труда должны выполняться следующие требования:

- На предприятии должны быть разработаны и доведены до сведения всего персонала безопасные маршруты следования по территории предприятия к месту работы и планы эвакуации на случай пожара или аварийной ситуации.
- Находиться на территории электростанции и в производственных помещениях предприятия лицам, не имеющим отношения к обслуживанию расположенного в них оборудования, без сопровождающих лиц запрещается.
- Устройство и содержание транспортных путей на территории и в производственных помещениях предприятия должны соответствовать требованиям ГОСТ.
- Все проходы и проезды, входы и выходы как внутри производственных помещений и сооружений, так и снаружи на примыкающей к ним территории должны быть освещены, свободны и безопасны для движения пешеходов и транспорта. Загромождение проходов и проездов или использование их для складирования грузов запрещается. Проходы, проезды, переходы, а также лестницы, площадки и перила к ним следует всегда содержать в исправном состоянии и чистоте, а расположенные на открытом воздухе - очищать от снега и льда и посыпать песком.
- На каждом предприятии (в цехе, на участке) должен иметься план с указанием на нем ремонтных площадок и допустимых на них нагрузок. В цехах (на участках) должны быть четко обозначены границы площадок, а на табличках указаны допустимые нагрузки на них.
- Курение на территории и в производственных помещениях разрешается только в специально отведенных местах
- В производственных помещениях должны быть аптечки, укомплектованные перевязочным материалом и медикаментами. Аптечки должны содержаться в чистоте и порядке, а запас материалов и медикаментов -

систематически пополняться. В аптечке должен быть список необходимых материалов и медикаментов, а также указания по их применению.

- В производственных помещениях должны быть вывешены плакаты, наглядно иллюстрирующие безопасные методы работы и правила оказания доврачебной помощи.

- При возникновении нерасчетных эксплуатационных ситуаций должны быть в постоянной готовности к использованию предварительно разработанные для разных ступеней угрозы технические и организационные мероприятия по обеспечению безопасности персонала ГЭС;

- Должно быть предусмотрено обустройство специальных безопасных помещений, рассчитанных на соответствующий штатный состав персонала;

- Инструктажи во всех подразделениях на ГЭС должны производить только высококвалифицированные работники;

- Должны обеспечивать контроль и систематические проверки соответствия как функционирующего, так и находящегося в ремонте или в резерве оборудования и сооружений ГЭС требования безопасности, знаний работниками схем путей эвакуации, схем размещения безопасных помещений, навыков их использования на практике;

- Организация соблюдения работниками гигиены труда на рабочих местах и в производственных помещениях;

- Персонал, принимаемый на работу по обслуживанию ГЭС, гидромеханического и электрического оборудования, должен пройти предварительный медицинский осмотр и в дальнейшем проходить его периодически в сроки, установленные федеральным ведомством России;

- Персонал ГЭС и привлекаемый для работ на территории ГЭС организаций обязан знать требования охраны труда, руководствоваться и соблюдать его требования;

- Весь персонал должен быть обеспечен специальной одеждой, обувью и другими средствами индивидуальной и коллективной защиты в зависимости от выполняемых работ и обязан пользоваться ими во время работы;

- Весь производственный персонал должен владеть приемами освобождения от воздействия электрического тока, попавшего под напряжение человека и оказания ему первой помощи, а также оказания помощи пострадавшим при других несчастных случаях;

- Не допускается нахождение на территории и в производственных помещениях организации ГЭС лиц, не имеющих отношения к обслуживанию расположенного в них оборудования, без сопровождения;

- До начала работы руководителем структурного подразделения должно быть проверено выполнение всех требований безопасности, относящихся к предстоящей работе. При несоблюдении этого положения и необеспечении персонала необходимыми средствами индивидуальной защиты не разрешается приступать к работе;

- Не разрешается ведение работ на неостановленных механизмах и

оборудовании; не допускается эксплуатация неисправного оборудования;

- Движущиеся части производственного оборудования, к которым возможен доступ работающих, должны иметь защитное ограждение, надежное и прочно закрепленное, не ограничивающее технологических возможностей оборудования;

- Работы на гидроэнергетическом, электротехническом, гидромеханическом оборудовании и гидротехнических сооружениях ГЭС должны проводиться по нарядам-допускам и (или) распоряжениям;

- Учет и регистрацию работ по нарядам и распоряжениям ведет дежурный персонал в "Журнале учета работ по нарядам и распоряжениям". При отсутствии дежурного персонала учет и регистрацию работ ведет работник, выдающий наряд (отдающий распоряжение);

- Организация кабинета по технике безопасности и охране труда, являющейся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

7.1.1 Система управления охраной труда

Положительное воздействие внедрения систем управления охраной труда на уровне организации, выражающееся как в снижении воздействия опасных и вредных производственных факторов, и рисков, так и в повышении производительности, в настоящее время признано Правительством РФ, работодателями и работниками.

Требования к системам управления охраной труда разработаны Международной Организацией Труда (МОТ) в соответствии с общепризнанными международными принципами на основе широкомасштабного подхода, которые определены входящими в МОТ представителями трех сторон социально-трудовых отношений и других заинтересованных организаций. Этот трехсторонний подход предполагает силу, гибкость и надлежащую основу для развития стабильной культуры безопасности труда в организации. Добровольно принимаемые требования к системам управления охраной труда отражают ценности и средства МОТ, позволяющие обеспечивать безопасность и здоровье работников.

На работодателя возлагается непосредственная ответственность и обязанность по обеспечению безопасных условий и охраны здоровья работников в организации.

СУОТ является подсистемой в общей системе управления производством в филиале и предусматривает использование компьютерных и программных средств для автоматизации исполнения ряда функций управления.

СУОТ включает в себя функции по реализации управленческих решений по осуществлению организационных, технических, санитарно-гигиенических, лечебно-профилактических, медицинских и социальных мероприятий, направленных на обеспечение безопасности, сохранение работоспособности, здоровья и жизни работников филиала в процессе труда.

Основным принципом политики в области охраны труда является признание и обеспечение приоритета жизни и здоровья работников Кызыльской ГЭС по отношению к результатам производственной деятельности.

Должностные документы разрабатываются на основе действующих нормативно-правовых актов по технике безопасности и охране труда:

- Конституция Российской Федерации, статьи 7, 37[23];
- Федеральный закон от 30.12.01. №197-ФЗ «Трудовой кодекс Российской Федерации», в том числе ст. 227-231 (о несчастных случаях на производстве)
- Федеральный закон от 24.07.1998. №125-ФЗ «Об обязательном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний» (с изменениями и дополнениями);
- Порядок проведения аттестации рабочих мест по условиям труда (Приказ Минздравсоцразвития РФ от 26.04.2011 № 342н);
- Методические рекомендации по разработке государственных нормативных требований по охране труда (Утверждены Постановлением Министерства труда Российской Федерации от 17.12.2002г. №80);
- ГОСТ 12.0.004-90, ССБТ. Организация обучения безопасности труда. Основные положения ;

И другими нормативными документами в сфере охраны труда.

На Кызыльской ГЭС организуется кабинет по технике безопасности и охране труда, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

Инструктажи во всех подразделениях на Кызыльской ГЭС будут производить только высококвалифицированные работники.

Цель внедрения СУОТ - обеспечение безопасных и здоровых условий труда для работников на всех стадиях производственного процесса; создание условий, при которых обеспечивается не только своевременное устранение каких-либо нарушений норм по охране труда, но и предупреждение возможности их возникновения

7.2 Пожарная безопасность

ГЭС должна быть оборудована системой пожарной безопасности, которая направлена на предотвращение опасного воздействия пожара на людей. Все работники на ГЭС обязаны знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности на рабочем месте, в других помещениях и на территории. При возникновении пожара необходимо немедленно сообщить вышестоящему руководителю или оперативному персоналу о месте пожара, принять возможные меры к спасению людей, имущества и приступить к ликвидации пожара, предназначенными средствами пожаротушения соблюдая меры безопасности. Лица, виновные в нарушении правил пожарной безопасности несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством. Рабочие

места должны быть снабжены необходимыми инструкциями: производственными (эксплуатационными), должностными, по охране труда и о мерах пожарной безопасности.

Пожарная безопасность электроустановок, зданий и сооружений, в которых они размещены, должна отвечать требованиям действующих правил пожарной безопасности. Электроустановки должны быть укомплектованы первичными средствами пожаротушения. Все объекты на ГЭС оснащаются системой пожарной сигнализации, с помощью которой ведется контроль над противопожарным состоянием защищаемого объекта.

При проведении строительно-монтажных, наладочных и ремонтных работ на действующих электроустановках Потребителя сторонними организациями должны быть разработаны совместные мероприятия по безопасности труда, производственной санитарии, взрывопожарной безопасности, учитывающие взаимодействие строительно-монтажного и эксплуатационного персонала. Руководители организаций, проводящих эти работы, несут ответственность за квалификацию своего персонала, соблюдение им требований безопасности и за организацию и выполнение мероприятий по безопасности труда на своих участках работы.

Для минимизации рисков, связанных с пожарами на ГЭС, предусматриваются специальные меры. Во всех необходимых местах установлены огнетушители, размещены пожарные датчики. Необходимо контролировать наличие, своевременность проверок и испытаний средств защиты в электроустановках, средств пожаротушения и инструмента. Для тушения пожаров на генераторах, трансформаторах, кабельных секциях, маслохозяйства, предусмотрена система автоматического водяного пожаротушения

Требования к пожарной безопасности составлены в соответствии с Правилами пожарной безопасности для энергетических предприятий (РД 153-34.0-03-301-00) [24].

Все ИТР, рабочие и служащие должны проходить специальную противопожарную подготовку в системе производственного обучения в целях приобретения и углубления пожарно-технических знаний об опасности технологического процесса, навыков в использовании имеющихся средств пожарной защиты, умения безопасно и правильно действовать при возникновении пожара оказывать первую помощь пострадавшим.

Пожарная подготовка ИТР, рабочих и служащих состоит из противопожарного инструктажа (вводного, первичного, повторного, внепланового и целевого), занятий по пожарно-техническому минимуму, изучения и проверки знаний правил пожарной безопасности, а также проведения противопожарных тренировок.

Каждый работающий на Кызыльской ГЭС обязан четко знать и соблюдать установленные правила и инструкции пожарной безопасности, выполнять все противопожарные мероприятия на своем рабочем месте и в других помещениях сооружениях Кызыльской ГЭС.

7.3 Охрана окружающей среды

7.3.1 общие сведения о районе строительства

Кызыльский гидроузел расположен в Сибирском федеральном округе в Республике Тыва на реке Большой Енисей в 50 км выше по течению от города Кызыл.

Свое начало Большой Енисей берет в озере Кара-Балык Тоджинского района (кожууна) у границы с Республикой Бурятия. Длина реки – 605 км. В створе проектируемой Кызыльской ГЭС водосборная площадь представляет крутую горную местность хребта Академика Обручева. Площадь водосборного бассейна составляет 56800 км².

В нижнем течении протекает по Тувинской котловине. 5-й по площади бассейна и 9-й по длине приток Енисея.

Река принимает 161 приток длиной менее 10 км.

Основные притоки: Хамсара, Тоора-Хем (правые);

Серпинг–Хем, Улуг–О (левые).

В бассейне расположено 4890 озёр общей площадью 719,97 км².

Ширина реки до 200 м ближе к устью, и глубиной в некоторых местах до 10-15 метров.

В верхнем течении Большой Енисей – горная река с бурным течением, порогами и водопадами. При пересечении хребта Таскал находится порог Хутинский. В широких межгорных котловинах русло реки разветвлено на рукава

В низовьях реки среднемноголетний расход воды равен 602 м³/с (объём стока воды 19 км³/год). Питание реки, смешанное с преобладанием снегового. Половодье начинается в первой декаде мая. Максимальный расход воды составляет 4890 м³/с. Минимальный зимний расход равен 78 м³/с. Размах сезонного изменения уровней воды достигает 4,5 м.

Среднемноголетняя мутность воды равна 15 г/м³. Сток наносов в среднем течении реки составляет 85 тыс. т/год. Минерализация воды мала, химический состав соответствует гидрокарбонатному типу и кальциевой группе.

Река используется для лесосплава. Скорость реки от истока и до хребта Академика Обручева составляет около 1.7 м/с. При прохождении этого хребта и вплоть до Кызыла меняется в интервале от 2.2–2.4 м/с.

Населенные пункты в верхнем бьефе, находящиеся в зоне затопления: с. Усть-Хуннуг (население 0 чел.), на расстоянии 27 км от створа.

Климат резко - континентальный. Зима морозная безветренная, в котловинах малоснежная. Лето умеренно тёплое в горах, жаркое в котловинах. Зима длится с ноября по апрель. Снежный покров устанавливается в конце октября и достигает 15 – 20 см, сходит в середине апреля, в горах – в мае. Весна (апрель – май) - короткая, ясная, ветреная и сухая. Ветры над Тувой обычно слабые, особенно зимой.

7.3.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При строительстве Кызильского гидроузла выполняются следующие виды работ:

- Очистка от древесной и кустарниковой растительности, планировка территории;
- Подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- Возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- Строительство основных сооружений.

В период строительства предусматриваются мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по минимизации воздействия на окружающую среду непосредственно от строительства.

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами: -Формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;

- Изменение процессов переноса и оседания наносов;
- Формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды реки Большой Енисей.
- Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

В соответствии с требованиями СП от 01.07.1985 № 3907–85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

- Очистка территории от остатков строений и мусора;
- Вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;
- Засыпка искусственных углублений и цементирование скважин.

Кроме того, в состав санитарных мероприятий входит очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности. Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- Создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;
- Подготовка ложа водохранилища, срубка леса и очистка территории;
- Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу;
- Опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС.

7.3.3 Отходы, образующиеся при строительстве

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительно-монтажных работ, образуется большое количество отходов, в том числе:

Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме (код отходов по ФККО – 2014 г. 8 22 201 01 21 5):

$$M = \frac{N \cdot q}{100 \%} \cdot \rho = \frac{160852 \cdot 1,8}{100 \%} \cdot 2,4 = 6949 \text{ т}, \quad (7.1)$$

где N – объем бетонных работ, (160852 м³);

q – удельный норматив образования, % ($q = 1,8$ %);

ρ – плотность бетона, ($\rho = 2,4$ т/м³).

Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные (код отходов по ФККО – 2014 г. 46101001205).

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 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100 \%} \cdot \rho = \frac{134891 \cdot 1,0}{100 \%} \cdot 2,4 = 3237 \text{ т}, \quad (7.2)$$

где N – количество арматуры, (134891 т);

q – удельный норматив образования, ($q = 1,0$ %);

ρ – плотность арматуры, ($\rho = 2,4$ т/м³).

Таким образом в результате строительства будет образовано 6949 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 3237 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.

7.3.4 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СП от 1.07.1985 № 3907–85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» и федеральным законом от 04.12.2006 № 200–ФЗ в соответствии с которыми:

1. Разрабатываемые пред проектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилища подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора.

2. Мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, в проектах строительства водохранилищ.

3. Работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища.

4. Требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.

7.3.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Кызыльского гидроузла воздействие на окружающую среду будет оказываться:

- Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
- Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель - генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
- Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;
- На среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.
- В период эксплуатации ГЭС основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:
 - Регулирование водным режимом водотока;
 - Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
 - Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в воду, а также при проведении ремонтов.

Согласно СП от 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения» требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Большой Енисей от сбросов Кызыльской ГЭС ниже по течению реки.

7.4 Безопасность ГЭС

Кызыльская ГЭС, согласно проекту, относится ко первому классу по капитальности гидротехнических сооружений. В связи с этим одной из важнейших задач эксплуатационной службы является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений.

Для контроля состояния основных сооружений Кызыльской ГЭС они должны быть оснащены контрольно-измерительной аппаратурой (КИА) для отслеживания напряженно-деформированного состояния, горизонтальных и

вертикальных перемещений, фильтрационного режима, сейсмоконтроля.

Также в состав эксплуатационного персонала должно быть введено специальное подразделение (служба мониторинга), задачей которого является измерение с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа величин контролируемых показателей.

Обеспечение безопасности гидротехнических сооружений осуществляется на основании следующих общих требований:

- Обеспечение допустимого уровня риска аварий гидротехнических сооружений;
- Представление деклараций безопасности гидротехнических сооружений;
- Осуществление федерального государственного надзора в области безопасности гидротехнических сооружений;
- Непрерывность эксплуатации гидротехнических сооружений;
- Осуществление мер по обеспечению безопасности гидротехнических сооружений, в том числе установление критериев их безопасности, оснащение гидротехнических сооружений техническими средствами в целях постоянного контроля за их состоянием, обеспечение необходимой квалификации работников, обслуживающих гидротехническое сооружение;
- Ответственность за действия (бездействие), которые повлекли за собой снижение безопасности гидротехнических сооружений ниже допустимого уровня.

Аттестация работников по вопросам безопасности гидротехнических сооружений проводится в объеме требований к обеспечению безопасности гидротехнических сооружений, необходимых для исполнения ими трудовых обязанностей.

Первичная аттестация работников по вопросам безопасности гидротехнических сооружений проводится не позднее одного месяца:

- При назначении на соответствующую должность;
- При переводе на другую работу, если при исполнении трудовых обязанностей на этой работе требуется проведение аттестации по другим областям аттестации;
- При заключении трудового договора с другим работодателем, если при исполнении трудовых обязанностей на этой работе требуется проведение аттестации по другим областям аттестации.

Внеочередная аттестация работников по вопросам безопасности гидротехнических сооружений проводится в случаях, определенных Правительством Российской Федерации.

При аттестации работников по вопросам безопасности гидротехнических сооружений проводится проверка знания обязательных требований к обеспечению безопасности гидротехнических сооружений в соответствии с областями аттестации, определяемыми уполномоченными Правительством

Российской Федерации федеральными органами исполнительной власти.

Аттестация работников по вопросам безопасности гидротехнических сооружений проводится аттестационными комиссиями, формируемыми уполномоченными Правительством Российской Федерации федеральными органами исполнительной власти, или аттестационными комиссиями, формируемыми организациями, осуществляющими деятельность по проектированию, строительству, капитальному ремонту, эксплуатации, реконструкции, консервации и ликвидации, а также по техническому обслуживанию, эксплуатационному контролю и текущему ремонту гидротехнических сооружений.

Категории работников, проходящих аттестацию по вопросам безопасности гидротехнических указаны в Федеральный закон от 21.07.1997 N 117-ФЗ.О безопасности гидротехнических сооружений (с изменениями на 8 декабря 2020 года).

Порядок проведения аттестации по вопросам безопасности гидротехнических сооружений устанавливается Правительством Российской Федерации.

Работники, не прошедшие аттестацию по вопросам безопасности гидротехнических сооружений, не допускаются к работе на гидротехнических сооружениях.

8 Технико-экономические показатели

8.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования. Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации представлена в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2031	2032	2033	2034	2035
Установленная мощность	МВт	920	920	920	920	920
Число часов использования установленной мощности	Часы	2524	2524	2524	2524	2524
Выработка электроэнергии	МВт*ч	2321272	2321272	2321272	2321272	2321272
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт*ч	11606	11606	11606	11606	11606
Объем реализации электроэнергии	МВт*ч	2309666	2309666	2309666	2309666	2309666
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт*ч	20250	22291	24527	26994	29717
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	46771	51485	56649	62347	68635
НДС к выручке	млн.руб.	7795	8581	9441	10391	11439

Из таблицы 8.1 видно, что изменение тарифа на электроэнергию, а именно его рост, приводит к увеличению графы «Выручка от реализации электроэнергии» и «НДС к выручке». Это обусловлено ростом тарифов на электроэнергию в соответствии с приложением «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017 – 2042 гг.».

8.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 – «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017 – 2042 гг.) с учетом реализованной электроэнергии.

Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный горизонт планирования всеми структурными подразделениями ОАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ОАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗООАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, а также условий и допущений, необходимых для подготовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов на среднесрочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами, это денежные средства, необходимые для организации производственного процесса и создания продукции, работ или услуг.

Себестоимость продукции непосредственно зависит от текущих расходов предприятия, так как характеризует величину затрат, приходящихся на единицу продукции. Очевидно, что все факторы, влияющие на формирование расходов, оказывают непосредственное влияние и на себестоимость продукции.

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, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств м незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости): 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	234,702
Прочие	274,0	251,992
Итого по ГЭС	-	486,694

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в процентах, представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Установленная мощность (МВт)	Этапы жизненного цикла проекта (лет)			
	от 1 до 5	от 6 до 15	от 16 до 25	свыше 25
от 400 МВт до 999 МВт	0,040%	0,060%	0,080%	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
АО «СО ЕЭС»	135,38 тыс.руб/МВт	124,506
АО «АТС»	0,001097тыс.руб/МВт*ч	8,720
АО «ЦФР»	0,000318тыс.руб/МВт*ч	2,528
Итого	-	135,754

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт·ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Большой Енисей 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				
	2026	2027	2028	2029	2030
Амортизационные отчисления, млн.руб.	170,1	307,7	421,2	433,4	627,1
Расходы на страхование, млн.руб.	61,2	104,9	138,3	170,6	195,4
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	35,5	152,1	263,6	370,1	471,5
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	45,9	78,6	103,7	127,9	146,5
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	9,9	42,4	73,5	103,2	131,5
Налог на воду, млн.руб.	2,4	4,8	4,8	4,8	4,8
Итого, млн.руб.	324,9	690,5	1005,1	1310,1	1576,8

Из таблицы 8.5 видно, что все затраты увеличиваются по мере реализации проекта. Амортизационные отчисления и эксплуатационные затраты имеют наибольшую сумму, также они и другие величины наглядно показывают постепенный рост, связанный с вводом нового оборудования. В последующие года затраты становятся неизменными, что приводит к росту прибыли проекта.

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы (рисунок 8.1).



Рисунок 8.1– Структура текущих затрат по гидроузлу, %

Из рисунка 8.1 видно, что в процентном соотношении можно сделать аналогичный с таблицей 8.5 вывод. Амортизационные отчисления занимают лидирующую позицию (39,8 %), следом идут эксплуатационные затраты (29,9 %) и расходы на страхование (12,4 %).

8.3 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:

- Налог на прибыль – 20%;
- НДС – 20%;
- Взносы в социальные фонды – 34%;
- Налог на имущество – 2,2%;
- 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				
	2030	2031	2032	2033	2034
Налог на прибыль, млн.руб.	1473,2	1584,6	1629,1	1674,5	1721,2
НДС, млн.руб.	416,4	1839,2	1878,3	1917,5	1957,9
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	36,9	36,9	36,9	36,9	36,9
Налог на имущество, млн.руб.	403,5	402,3	388,3	374,3	360,3
Итого, млн.руб.	2330,1	3863,1	3932,7	4003,2	4076,3

Поскольку Кызыльская ГЭС обладает большой установленной мощностью, следовательно, на ней вырабатывается и реализуется большое

количество электроэнергии. Следовательно, появляются значительные суммы налогов на прибыль и добавленную стоимость выплачиваемые станцией государству, что мы и видим из расчетных данных.

8.4 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				
	2026	2027	2028	2029	2030
Выручка (нетто), млн.руб.	601,4	2639,1	4682,2	6712,1	8740,9
Текущие расходы, млн.руб.	324,9	690,5	1005,1	1310,1	1576,8
ЕВИТ(прибыль до налогообложения), млн.руб.	276,5	1948,6	3677,1	5401,9	7164,1
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	55,3	389,7	735,4	1080,4	1432,8
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	221,2	1558,9	2941,7	4321,6	5731,2
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

На рисунке 8.2 изображен график изменения чистой прибыли по годам.

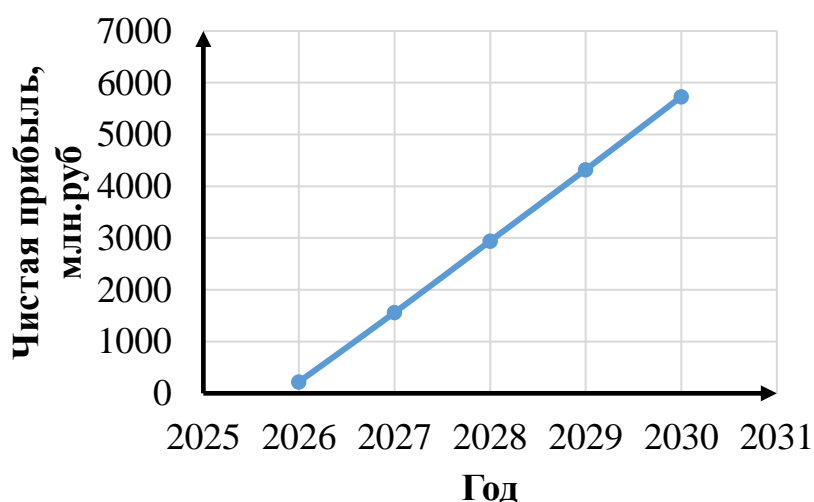


Рисунок 8.2 – Изменение суммы чистой прибыли по проекту в первые годы эксплуатации, млн. руб.

В соответствии с ЕСУ ПАО «РусГидро» рост цен на электроэнергию и мощность в прогнозируемом периоде ведет к росту чистой прибыли.

Анализ денежных потоков с указанием важных этапов реализации проекта представлен на рисунке 8.3.



Рисунок 8.3 – График денежных потоков с укрупненными этапами реализации проекта

Из данного графика видно, что проект будет приносить убытки до ввода половины агрегатов в работу и начала производства электроэнергии и мощности. Затем доход начинает покрывать затраты и приносить прибыль.

8.5 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика, согласно ЕСУ.

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

- 1) Чистый, дисконтированный доход
- 2) Индекс прибыльности
- 3) Срок окупаемости
- 4) И т.д.

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 08.02.2017 №9 – «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017–2042 гг.»

Расчёты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

1) Период прогнозирования для Кызыльской 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.

3) Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

8.6 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Показатели эффективности реализации проекта «Кызыльской ГЭС на реке Большой Енисей»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	146
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	17756,7
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,97
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	24,22
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт*ч	0,21
Удельные капиталовложения, руб/Квт	126793,48

По данным таблицы видно, что проект окупится через 12,2 лет. Доход на конец расчетного периода составит почти 17,7 млрд. руб, это нам говорит о привлекательности проекта для инвестирования и принесет дополнительный доход на вложенный капитал. Полученная величина себестоимости – 0,21 руб./кВт·ч, ниже предписанного ЕСУ ОАО «РусГидро», что свидетельствует об эффективности инвестиций в строительство ГЭС.

8.7 Коммерческая 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	2024	2025	2026	2027	2028
В федеральный бюджет, млн.Рублей	43,4	43,4	62,1	377,5	752,3
В региональный бюджет, млн.Рублей	8,4	9,6	98,7	212,4	284,7
Итого налоговых поступлений, млн.Рублей	51,8	53,1	160,7	589,9	1037,0

Строительство Кызыльской ГЭС обеспечит приток денежных средств в федеральный и региональный бюджеты, ввиду того что проектируемая станция большой мощности налоговые отчисления будут значительными.

8.8 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) Цена сбыта
- в) Ставки дисконтирования

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно.

Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов предоставлено на рисунке 8.4

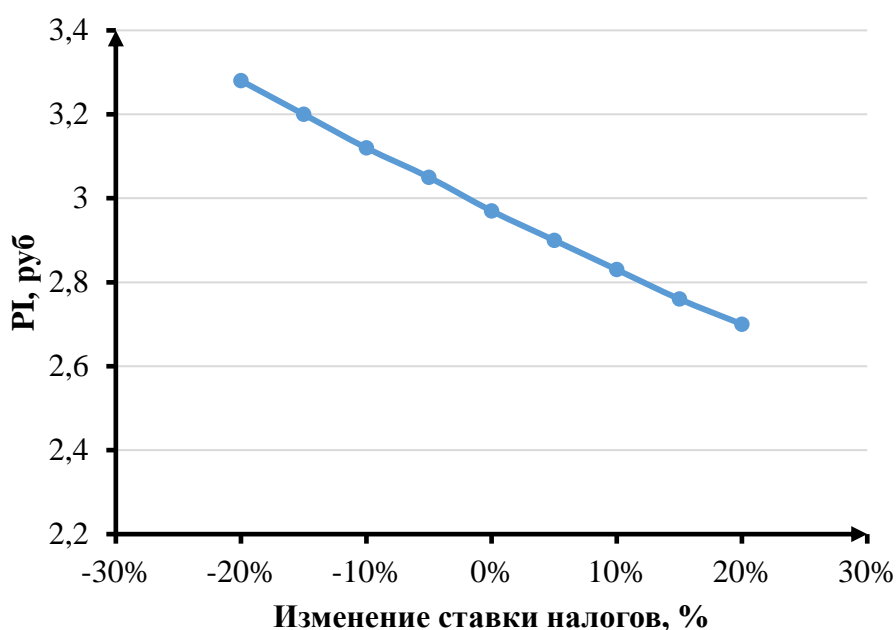


Рисунок 8.4 – Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов

Из рисунка 8.4 видно, что увеличение ставки налогов приводит к уменьшению величины PI .

Изменение PI в зависимости от изменения цены сбыта представлено на рисунке 8.5.

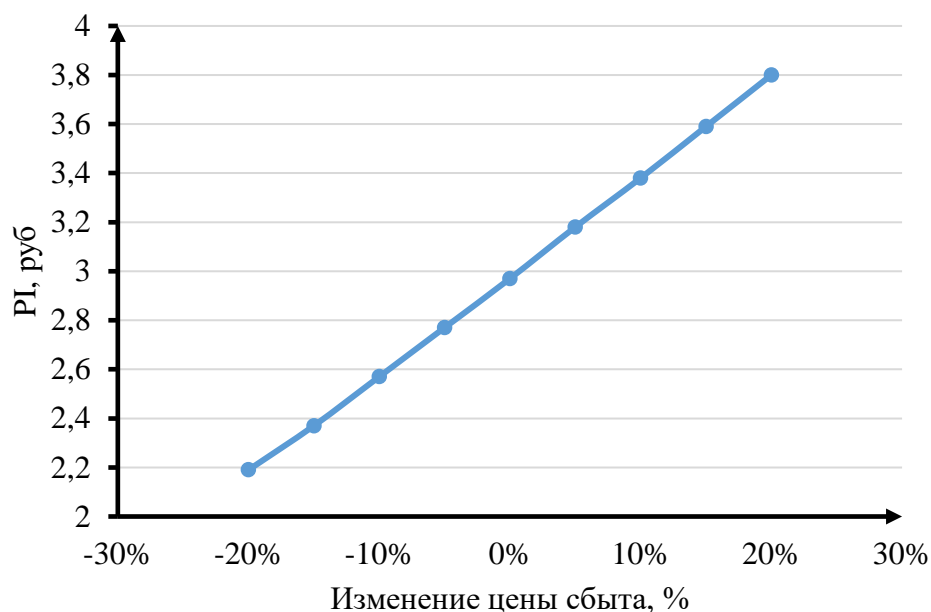


Рисунок 8.5 – Сумма PI в зависимости от изменения цены сбыта

Из рисунка 8.5 видно, что увеличение цены сбыта приводит к увеличению величины PI .

Изменение PI в зависимости от ставки дисконтирования представлено на рисунке 8.6.

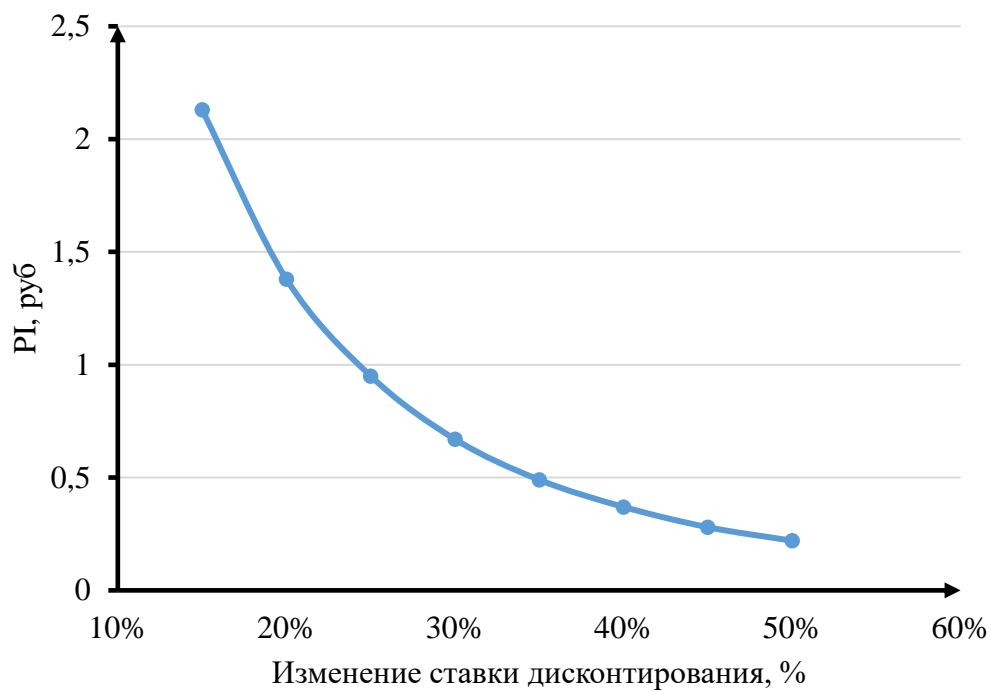


Рисунок 8.6 – Сумма PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Из рисунка 8.6 видно, что увеличение ставки дисконтирования приводит к уменьшению величины PI.

9 Анализ и совершенствования методов и средств определения состояния основного оборудования гидроэлектростанции

9.1 Методика оценки технического состояния основного технологического оборудования гидроэлектростанции

9.1.1 Правила оценки технического состояния основного технологического оборудования гидроэлектростанции

К основному технологическому оборудованию объектов электроэнергетики в частности гидроэлектростанций, в отношении которого производится оценка технического состояния согласно настоящей методике, относятся:

- Гидротурбины;
- Гидрогенераторы;
- Силовые трансформаторы (автотрансформаторы).

Оценка технического состояния основного технологического оборудования представляет собой процесс определения интегрального показателя технического состояния (индекса технического состояния), (ИТС).

Результатами проведенной оценки являются:

1. ИТС функциональных узлов и обобщенных узлов единицы основного технологического оборудования;
2. ИТС единицы основного технологического оборудования;
3. ИТС группы оборудования и сооружений объектов электроэнергетики.

Индекс технического состояния принимает значения в интервале от 0 (худшее значение) до 100 (лучшее значение) с округлением до целого числа.

Для того, чтобы применить данную методику для комплексного определения показателей технико-экономического состояния объектов электроэнергетики, в частности показателей физического износа и энергетической эффективности объектов электросетевого хозяйства, утвержденной постановлением Правительства Российской Федерации от 19.12.2016 N 1401, рассчитанное в соответствии с данной методикой значение индекса технического состояния масштабируется путем деления на 100.

Оценка технического состояния основного технологического оборудования осуществляется путем сопоставления фактических значений параметров технического состояния узлов с предельно-допустимыми значениями, а также соответствия требованиям, установленными нормативно-технической документацией и (или) конструкторской (проектной) документацией. В случае если для определения требований к техническому состоянию функционального узла одного и того же вида оборудования возможно применение более чем одной нормативно-технической документации, субъект электроэнергетики (гидроэлектростанция) самостоятельно определяет нормативно-техническую документацию, требования которой применяются при оценке.

Диапазоны индекса технического состояния узлов, единиц основного технологического оборудования, групп оборудования и сооружений объектов электроэнергетики в целях соответствия видам технического состояния оборудования и (или) объектов электроэнергетики, определенным методикой комплексного определения, приведены в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Диапазоны ИТС

Диапазон ИТС	Техническое состояние
≤ 25	Критическое
$25 < и \leq 50$	Неудовлетворительное
$50 < и \leq 70$	Удовлетворительное
$70 < и \leq 85$	Хорошее
$85 < и \leq 100$	Очень хорошее

Оценка технического состояния основного технологического оборудования должна производиться при формировании и актуализации перспективных (многолетних) графиков ремонта, годовой ремонтной программы, комплекса мероприятий по техническому перевооружению и реконструкции, а также после технического воздействия, которое привело к изменению технического состояния, но не реже одного раза в год.

Значения отдельных параметров технического состояния основного технологического оборудования, которые не могут быть актуализированы ввиду отсутствия в течение года технического воздействия, обследований, технических освидетельствований, а также замеров на выведенном в ремонт оборудовании, для расчета индекса технического состояния принимаются такими же, как в предыдущем году.

Оценка технического состояния основного технологического оборудования осуществляется на основе следующей информации:

1. данные организации-изготовителя;
2. данные технической диагностики в процессе входного контроля (до монтажа, после монтажа, в ходе монтажа, до технического воздействия, после технического воздействия, в ходе технического воздействия);
3. данные испытаний (пусковые, режимно-наладочные после монтажа, технического воздействия, предремонтные (до останова для технического воздействия) и режимно – эксплуатационные в процессе эксплуатации);
4. данные мониторинга и технической диагностики, полученные в процессе эксплуатации: в результате постоянного контроля состояния основного технологического оборудования и технологических систем (данные обходов и осмотров оборудования, журнал дефектов, суточные ведомости), по результатам проведения технических освидетельствований оборудования, а также зафиксированные автоматизированными системами управления технологическим процессом.

9.1.2 Порядок оценки технического состояния основного технологического оборудования

Расчет индекса технического состояния основного технологического оборудования осуществляется в следующей последовательности:

1. оценка параметров технического состояния узлов основного технологического оборудования, а именно: определение фактических значений данных параметров в соответствии с единицами измерения и возможными фактическими значениями параметров;

2. оценка группы параметров технического состояния узлов ставится по минимальной полученной балльной оценке узлов основного технологического оборудования, входящего в данную группу параметра;

3. расчет индекса технического состояния узлов по формуле 9.1:

$$\text{ИТСУ} = 100 \cdot \sum_i \text{КВ}_i \cdot \frac{\text{ОГП}_i}{4}, \quad (9.1)$$

где КВ_i - значение весового коэффициента для i -ой группы параметров технического состояния;

ОГП_i - оценка группы параметров технического состояния узлов.

В случае наличия у оборудования нескольких узлов, выполняющих одинаковые функции, расчет проводится для каждого узла, ремонт или замена которого могут быть проведены независимо от другого (других) функциональных узлов такого же вида.

В случае если индекс технического состояния функционального узла превышает значение "26" и определенная балльная оценка одного из критических параметров, влияющих на снижение индекса технического состояния основного технологического оборудования такого узла составляет "0", то индексу технического состояния такого узла присваивается значение "26".

В случае если индекс технического состояния ресурсопределяющего функционального узла превышает значение "25" и определенная балльная оценка одного из ресурсопределяющих параметров, влияющих на снижение индекса технического состояния основного технологического оборудования такого узла составляет "0", то индексу технического состояния такого узла присваивается значение "25".

4. расчет индекса технического состояния единицы основного технологического оборудования по формуле:

$$\text{ИТС} = \sum(\text{КВУ}_i \cdot \text{ИТСУ}_i), \quad (9.2)$$

где КВУ_i – значение весового коэффициента для i -го функционального узла или обобщенного узла;

ИТСУ_i – индекс технического состояния i -го функционального узла или обобщенного узла.

В случае наличия у единицы основного технологического оборудования нескольких функциональных узлов одного вида для расчета индекса технического состояния такой единицы основного технологического оборудования используется минимальный индекс технического состояния среди таких функциональных узлов.

Если ИТС основного технологического оборудования превышает значение "50" и индекс технического состояния одного из функциональных узлов такого оборудования не превышает значение "25", то индексу технического состояния такого оборудования присваивается значение "50".

Если ИТС основного технологического оборудования превышает значение "25" и индекс технического состояния одного из ресурсопределяющих функциональных узлов имеет значение "25" и ниже, то индексу технического состояния такого оборудования присваивается значение "25".

Если ИТС основного технологического оборудования не превышает значение "25" и индексы технического состояния всех ресурсопределяющих функциональных узлов имеют значение более "25", то индексу технического состояния такого оборудования присваивается значение "26".

5. Расчет индекса технического состояния группы основного технологического оборудования одного вида по формуле:

$$\text{ИТС}^{\text{Э}} = \frac{\sum_i (P_i \cdot \text{ИТС}_i)}{\sum_i P_i}, \quad (9.3)$$

где ИТС_i – индекс технического состояния i -ой единицы основного технологического оборудования в оцениваемой группе;

P_i – характерный виду основного технологического оборудования показатель приведения, принимаемый для:

- Гидротурбин - номинальная активная электрическая мощность;
- Гидрогенераторов - номинальная активная электрическая мощность;
- Силовых трансформаторов (автотрансформаторов) - номинальная полная электрическая мощность.

6. Расчет совокупного индекса технического состояния основного технологического оборудования группы объектов электроэнергетики, принадлежащих одному или нескольким субъектам электроэнергетики (их обособленным подразделениям), осуществляется по формуле (9.4):

$$\text{ИТС}^{\text{СЭ}} = \frac{\sum_i (N_{\text{пр}i} \cdot \text{ИТС}_i)}{\sum_i N_{\text{пр}i}}, \quad (9.4)$$

где ИТС_i – ИТС i -го объекта электроэнергетики субъекта электроэнергетики или его обособленного подразделения, входящего в оцениваемую группу объектов электроэнергетики;

$N_{прi}$ – приведенная мощность i -го объекта электроэнергетики субъекта электроэнергетики или его обособленного подразделения, входящего в оцениваемую группу объектов электроэнергетики.

Приведенная мощность гидроэлектростанции приведена в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Установленная и приведенная мощность гидроэлектростанции

Установленная мощность ГЭС, МВт	Приведенная мощность ГЭС, пр. МВт
10 и менее	30
30	35
100	50
200	67
300	80
450	96
600	110
900	138
1200	165
1800	195
2400	215
3600	239
7000	307

9.1.3 Определение оптимального вида, состава и стоимости технического воздействия на оборудование

Наименьший индекс технического состояния в группе выбранного основного технологического оборудования определяет наивысший приоритет необходимости осуществления технического воздействия.

Диапазоны ИТС, приведенные в таблице (9.1), определяют необходимые виды технического воздействия, определенные методикой комплексного определения, и приведены в таблице (9.3).

Таблица 9.3 – Виды технического воздействия на оборудование

Диапазон ИТС	Техническое состояние	Вид технического воздействия
≤ 25	Критическое	Вывод из эксплуатации, техническое перевооружение и реконструкция
$25 < i \leq 50$	Неудовлетворительное	Дополнительное техническое обслуживание и ремонт, усиленный контроль технического состояния, техническое перевооружение
$50 < i \leq 70$	Удовлетворительное	Усиленный контроль технического состояния, капитальный ремонт, реконструкция
$70 < i \leq 85$	Хорошее	По результатам планового диагностирования
$85 < i \leq 100$	Очень хорошее	Плановое диагностирование

Субъект электроэнергетики проводит оценку динамики изменения значений параметров технического состояния основного технологического оборудования, в ходе которой подготавливается прогноз изменения индекса

технического состояния такого оборудования, и времени достижения критического состояния, при которых эксплуатация такого оборудования будет недопустима.

Величину риска отказа объекта оценки (функционального узла или единицы основного технологического оборудования) субъект электроэнергетики определяет на основании принятой методики указанной в приказе Министерства энергетики РФ от 19 февраля 2019 г. N 123 "Об утверждении методических указаний по расчету вероятности отказа функционального узла и единицы основного технологического оборудования и оценки последствий такого отказа" (зарегистрирован Минюстом России 4 апреля 2019 г., регистрационный N 54277).

Субъект электроэнергетики проводит оценку возможного для него ущерба из-за отказа функционального узла или единицы основного технологического оборудования (последствия отказа основного технологического оборудования), который в том числе включает в себя прямые производственные показатели и стоимость аварийного восстановления или замены функционального узла (единицы оборудования) в целом.

Результаты проведенных расчетов объединяют в карту возможных сценариев выбора вида технических воздействий, содержащую:

- Текущий индекс технического состояния основного технологического оборудования;
- Величину риска отказа основного технологического оборудования;
- Возможные стратегии технического воздействия на жизненный цикл основного технологического оборудования (например, обеспечение максимальной надежности оборудования, обеспечение максимальной прибыли или минимизация стоимости жизненного цикла оборудования);
- Прогноз изменения индекса технического состояния основного технологического оборудования в зависимости от выбранной стратегии технического воздействия;
- Суммарная стоимость владения основным технологическим оборудованием и (или) объектом электроэнергетики в зависимости от выбранной стратегии технического воздействия.

9.2 Оценка индекса технического состояния основного оборудования гидроэлектростанции программными комплексами

Расчет индексов технического состояния (ИТС) оборудования энергообъектов проводится ежегодно: таково общее требование Технической инспекции Минэнерго РФ для всей отрасли. До 2019 года инженеры предприятий и сотрудники аналитических центров выполняли эту работу вручную, зачастую пользуясь программным комплексом Microsoft Excel.

В течении 2019 года на предприятиях группы РусГидро в промышленную эксплуатацию была введена автоматизированная система с модулем расчета ИТС – «ИС БИНГ– 4 ЭО», разработанная НИИЭС.

Информационная система БИНГ– 4 ЭО предназначена для работы с парком основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей компании.

Пользователями системы на субъектах электроэнергетики являются:

- Кураторы по взаимодействию с АЦ;
- Инженеры ПТС;
- Главный инженер;

Также, пользователями системы являются сотрудники АЦ.

Основной функционал ИС БИНГ-4 ЭО:

- Занесение значений параметров технического состояния в электронные анкеты;

- Привязка электронных документов к электронной анкете;

- Автоматический пересчет ИТС в соответствии с «Методикой оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей» от 26.07.2017 № 676;

- Автоматизация процесса согласования ИТС;
- Поисковая система.

Основанием для пересчета ИТС для единицы оборудования может служить:

- Первичный ввод данных;
- Корректировка исходных данных;
- До проведения ремонта (КР, СР);
- После проведения ремонта (КР, СР);
- После проведения иных мероприятий;
- Прочее.

9.2.1 Процесс расчета индексов технического состояния оборудования в системе БИНГ – 4 ЭО

Полный цикл расчета ИТС состоит из следующих технологических операций:

- Создание со стороны станции заявки на заполнение электронной анкеты;
- Заполнение электронной анкеты (занесение значений параметров технического состояния для единицы оборудования);

- Расчет значения ИТС для единицы оборудования и ее функциональных узлов;

- Автоматизированная подготовка данных для передачи в Тех. Инспекцию Минэнерго.

Для этого:

- Куратор на станции создает заявку на заполнение новой анкеты ей присваивается статус «редактирование заявки»;

- Куратор отправляет заявку на согласование с Аналитическим центром;

- После согласования заявки АЦ анкете присваивается статус «редактирование анкеты». При этом из предыдущей анкеты автоматически переносятся все значения параметров технического состояния;
- Станционный пользователь или куратор заполняют электронную анкету (вносят изменения);
- Редактирование анкеты завершается операцией «Расчет ИТС», которая возможна только при 100% заполнении анкеты. Завершает редактирование куратор на станции. При этом автоматически изменяется статус анкеты на «ИТС рассчитан». Начинается автоматическая оценка параметров, для которых предусмотрена бальная оценка. Затем автоматически определяется оценка для каждой группы параметров, вычисляется ИТС для каждого функционального узла, и, наконец, вычисляется ИТС для самой единицы оборудования.
- Куратор отправляет анкету вместе с рассчитанным ИТС на согласование в Аналитический центр, анкете присваивается статус «отправлена на согласование в АЦ»;
- После согласования ИТС АЦ и Исполнительным Аппаратом анкете присваивается статус «согласована с АЦ и ИА»
- Куратор отправляет анкету вместе с рассчитанным ИТС на согласование с Главным инженером;
- После согласования ИТС Главным инженером сотрудники АЦ выгружает данные по пересчету ИТС в виде xml-файлов для последующей передачи в Тех. Инспекцию Минэнерго, после чего анкете присваивается статус «архив».

9.3 Совершенствование методов оценки технического состояния силовых трансформаторов

Анализ статистических данных о причинах повреждаемости силовых трансформаторов позволяет выявить наиболее часто повреждаемые узлы и элементы конструкции.

Но отсутствие четкой взаимосвязи динамики развивающихся дефектов, выявляемых периодическим контролем и диагностикой, с анализом причин повреждаемости и выводом силового трансформатора из работы для проведения ремонтных работ, часто приводит к неоправданным затратам. Поэтому необходимо производить уточнённый системный контроль и диагностику состояния силовых трансформаторов в момент эксплуатации с учетом динамики развития дефектов.

Дефекты, возникающие в трансформаторе, делятся на три основных вида. К первому виду относятся мгновенно развивающиеся дефекты, возникающие при нарастании ударного тока косоротого замыкания и при перенапряжениях, которые практически предотвращаются системами релейной защиты и автоматики. Второй вид образуют быстро развивающиеся дефекты, которые должны выявляться средствами непрерывного контроля (датчики и сигнализирующие устройства).

К третьему виду относят медленно развивающиеся дефекты, которые выявляются средствами периодического диагностического контроля. Это могут быть дефекты, связанные с деформацией обмоток трансформатора, повышенным уровнем частичных разрядов, увлажнением и загрязнением трансформаторного масла, подгоранием контактов РПН и т.п.

Следует учесть также, что скорость развития дефектов зависит от различных эксплуатационных режимов и воздействий, а также от специфики работы отдельных фидеров контактной сети.

Поэтому система контроля и диагностики состояния трансформаторов должна выполнять следующие функции:

- в систему должны входить оптимальный набор методов, охватывающий и выявляющий как можно больше число дефектов;
- дефекты должны выявляться на ранней стадии, когда ремонт может быть произведен сравнительно малыми затратами;
- определение вида, степени развития и, по возможности места нахождения поврежденного элемента или узла трансформатора;
- обоснованный вывод силового трансформатора в ремонт.

Данная система должна отвечать современным требованиям, кроме выявления вида повреждения должна уметь прогнозировать остаточный ресурс трансформаторов.

Данные требования возможно осуществить экспертной системой диагностики на базе искусственного интеллекта, которая сочетает в себе полную базу нормативных документов, глубокие специальные знания о показателях надежности трансформатора и статистические данные по наработкам на отказ, способная сделать экспертный вывод о проблемной ситуации и принять правильное решение.

Отличительная особенность рассматриваемой системы является то, что она самообучаема. Основным элементом представленной системы является контроллер искусственных нейронных сетей (ИНС) [27]. Для обучения ИНС и повышения качества и точности определения остаточного ресурса силового трансформатора необходимо постоянно пополнять базу знаний, статистику комплексных диагностических испытаний на протяжении всего рабочего цикла трансформатора.

На рисунке 9.1 приведена концептуальная схема экспертной системы.

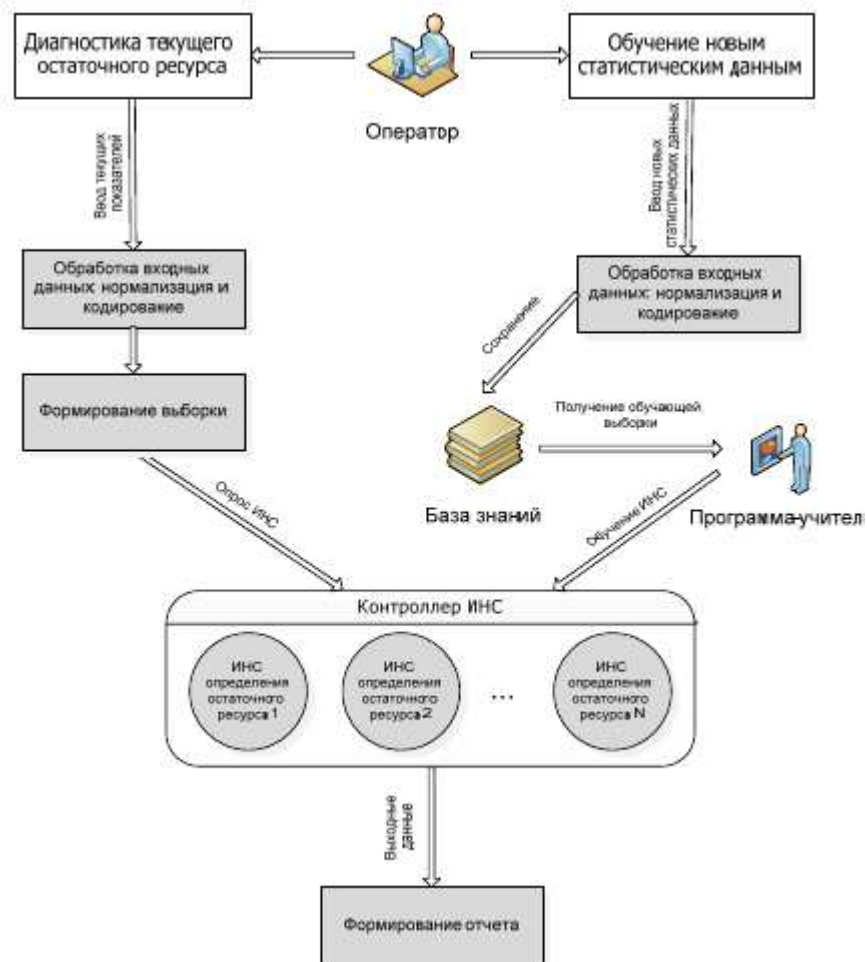


Рисунок 9.1 – Схема экспертной системы

Каждая набросить в контроллере ИНС выполняет конкретную функцию. Одна ИНС выполняет задачу классификации, определяя по текущим показателям вид повреждения. Другие ИНС выполняют задачу прогнозирования, определения тенденцию дальнейшего износа элементов и узлов, а также расчет ИТС.

В контроллере ИНС также предлагается использовать нейронные сети, которые будут определять вид повреждения по совокупным показателям, восстанавливая зависимость между показателями и видами повреждения на основе прошлого опыта.

В качестве архитектуры ИНС предлагается использовать рекуррентные сети. Рекуррентные нейронные сети – это наиболее сложный вид нейронных сетей, в которых имеется обратная связь. Под этим подразумевается связь от логически более удаленного элемента к менее удаленному. Главная идея таких сетей – запоминание состояние сетей на предыдущих шагах. Такое наличие обратных связей позволяет запоминать и воспроизводить целые последовательности реакций на один сигнал.

Контроллер ИНС использует в себе одну из распространённых архитектур нейронных сетей – нейронную сеть Элмана. (пример на рисунке 9.2). Нейронная сеть Элмана это вид рекуррентной сети, которая позволяет вводить обратные связи от выходов скрытого слоя. Это позволяет учесть предысторию

наблюдаемых процессов и накопить информацию для выработки правильной стратегии управления

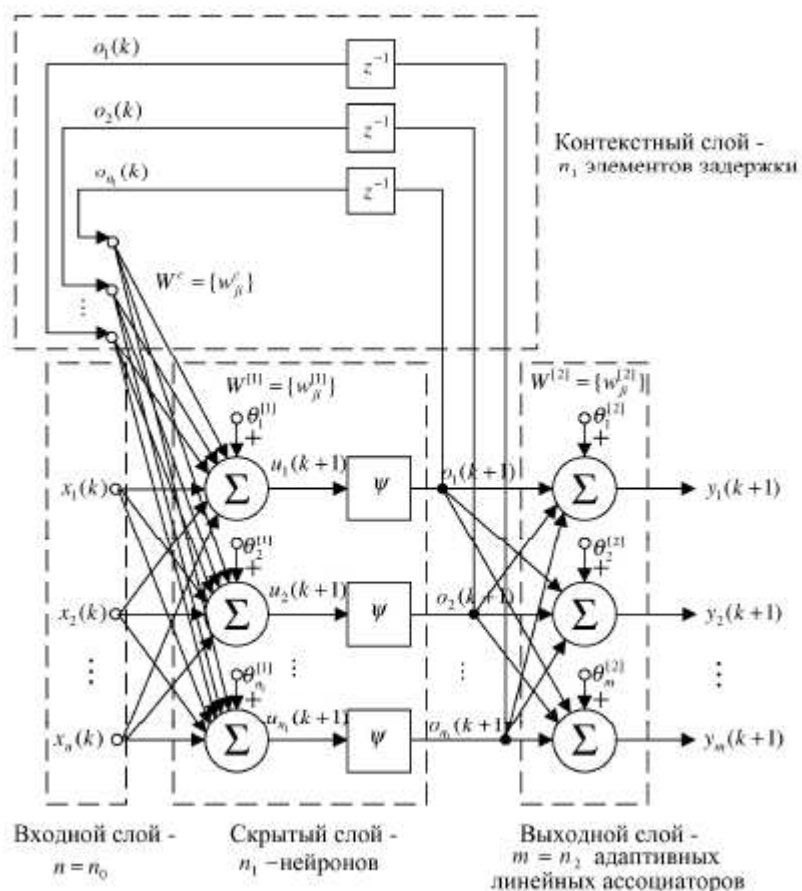


Рисунок 9.2 – Схема экспертной системы

При работе с экспертной системой оператор может выбрать 2 режима работы: диагностика текущего состояния трансформатора; обучение новым статистическим данным.

В режиме диагностики оператору необходимо ввести текущие показания диагностических приборов. После чего данные проходят процедуру нормализации в случае количественных характеристик и кодирования - в случае качественных. После обработки входных данных формируется выработка и передается контроллеру ИНС. Контроллер ИНС делает опрос по входящей выработке, после чего по выходным данным искусственных нейронных сетей формирует отчет о текущем состоянии трансформатора и состоянии остаточного ресурса.

В режиме обучения оператор может вводить новые или исправлять сохраненные статистические данные показателей диагностических приборов. В данном режиме работы данные проходят первоначальную обработку, аналогичную как в режиме диагностики, обработку входных данных, после чего данные сохраняются в базе знаний. База знаний должна накапливать в себе всю необходимую статистическую информацию за прошедший период.

После пополнения базы данных новыми знаниями или их изменения ИНС должна проходить процедуру дополнительного обучения или переобучения. За обучение отвечает отдельный блок экспертной системы, называемый программа-учитель. Процесс обучения искусственной нейронной сети представлен на рисунке. 9.3

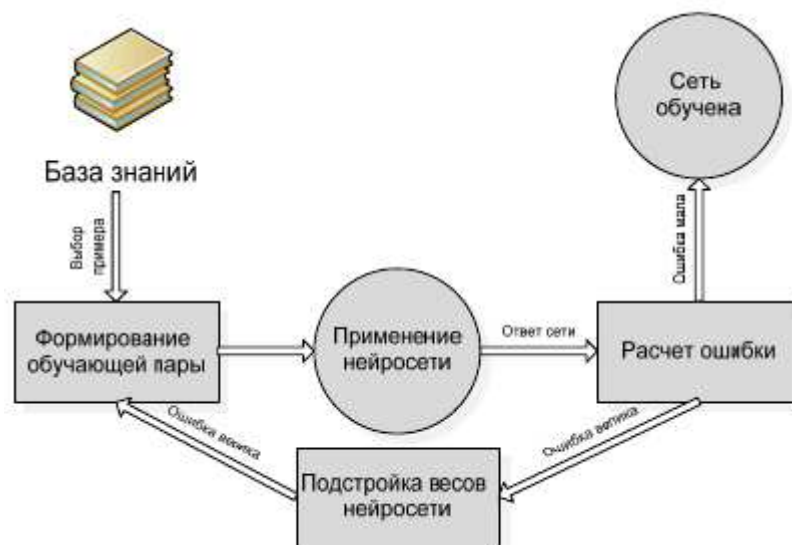


Рисунок 9.3 – Схема экспертной системы

После того как нейронные сети обучены экспертная система выдает информацию о развитии повреждений трансформатора и дает прогноз об остаточном ресурсе в целом.

Технической базой исполнения описанной идеи может быть представлен контроллер компании «Siemens» SIMATIC S7–1500 TM NPU или REGUL RX00 и R600

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов/ Сост. А.Ю. Александровский, Е.Ю.Затеева, Б.И.Силаев; СШФ КГТУ.- Саяногорск, 2005. 114с.
2. Щавелев Д.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие – Л: Москва Энергоатомиздат 1988.
3. СП 38.13330.2012 «Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов)». Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82*. – Введ. 01.01.2013. – Москва: Министерство регионального развития Российской Федерации, 2012. – 110 с
4. Каталог «Гидрогенераторы» [Электронный ресурс] //Сервис «Онлайн Электрик». – Режим доступа: <http://online-electric.ru>.
5. Использование водной энергии: учебное пособие в задачах и упражнениях. В 2 ч. Ч. 1. Водно-энергетические расчёты режимов ГЭС / сост. Ю.А. Секретарёв, А.А. Жданович, Е.Ю. Затеева, С.В. Митрофанов. – Саяногорск; Черёмушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2014. – 108с.
6. 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.
7. 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
8. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта. - Введ. 06.12.2007 - Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 - 20 с.
9. СТО РусГидро 01.01.78-2012 «Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования» - Введ. 27.12.2002 - Москва : ОАО «РусГидро», 2012 – 288с.
10. 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.
11. 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.
12. Каталог «Ограничители перенапряжений 3–35 кВ» [Электронный ресурс] // «ЗАО «ЗЭТО».– Режим доступа: <http://www.zeto.ru/>

13. 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
14. 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.
15. 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.
16. ГОСТ Р 56303-2014 «Оперативно-диспетчерское управление нормальные семы электрических соединений объектов электроэнергетики» - Введ. 01.09.2015 – Москва : ОАО «ЕЭС России», 2016 – 19 с.
17. СТО 56947007-29.240.10.249-2017 «Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций» - Введ. 28.09.2017 – Москва : ПАО «ФСК ЕЭС», 2017 – 19 с.
18. Правила устройства электроустановок [Текст]: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. – Новосибирск: Норматика. 2020. – 482 с.
19. Чернобровов Н.В. Релейная защита. Учебное пособие для техникумов. – Москва: Издательство «Энергия», 1974.
20. Постановление №986 «О классификации гидротехнических сооружений» [Электронный ресурс] // Сервис «Гарант». – Режим доступа: <https://base.garant.ru/70495114/>.
21. О наблюдениях за движением ветров [Электронный ресурс]: ветровые характеристики. – Режим доступа: Energywind.ru/recomendacii/karta-rossii/dalnijvostok/amurskaya-oblast.
22. Объем и нормы испытаний электрооборудования / Под общ. ред. Б.А. Алексеева, Ф.Л. Когана, Л.Г. Мамиконянца. - 6-е изд., с изм. и доп. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004.
23. Конституция Российской Федерации (принята всенародным голосованием 12.12.1993) (с учетом поправок, внесенных Законами РФ о поправках к Конституции РФ от 30.12.2008 N 6-ФКЗ, от 30.12.2008 N 7-ФКЗ, от 05.02.2014 N 2-ФКЗ, от 21.07.2014 N 11-ФКЗ) / Собрание законодательства РФ, 04.08.2014, N 31, ст. 4398.
24. "РД 153-34.0-03.301-00 (ВППБ 01-02-95*). Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий" [Электронный ресурс] //Сервис «Законы, кодексы и нормативно-правовые акты РФ». – Режим доступа: <https://legalacts.ru/doc/rd-153-340-03301-00-vppb-01-02-95-pravila-pozharnoi-bezopasnosti/>.
25. Приказ Министерства энергетики РФ от 26 июля 2017 г. N 676 "Об утверждении методики оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей" [Электронный ресурс] // Сервис «Гарант». – Режим доступа: <https://base.garant.ru/71779722/>.

26. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 17.03.2020 № 192 "О внесении изменений в методику оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей, утвержденную приказом Минэнерго России от 26 июля 2017 г. № 676" [Электронный ресурс] // Сервис «Гарант». – Режим доступа: <https://base.garant.ru/71779797/>.

27. Тархов, Д.А. Нейросетевые модели и алгоритмы: справочник / Д.А. Тархов – Изд. 4-е, перераб. и доп. - Москва : Энергоатомиздат, 2014. - 349 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Анализ исходных данных

Таблица А.1 – Ряд гидрологических наблюдений за рекой Большой Енисей за период 1922- 1971 гг.

Расходы в кубических метрах в секунду

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср. год
1922	182	158	133	207	683	1272	1058	865	616	506	299	255	520
1923	251	223	201	244	1012	1633	897	745	400	290	253	216	530
1924	209	178	157	258	794	3086	943	867	764	543	382	340	710
1925	325	308	290	465	644	1104	1214	828	483	340	248	220	539
1926	192	153	138	201	828	1334	1035	488	515	386	322	299	491
1927	254	207	198	239	414	1536	1012	856	782	345	258	224	527
1928	220	204	178	285	636	1295	1022	874	607	488	294	272	531
1929	267	242	235	405	984	2852	675	600	506	382	373	304	652
1930	290	285	276	313	643	1058	1096	966	718	557	405	363	581
1931	320	248	173	432	1288	1656	782	759	469	281	244	204	571
1932	196	166	129	253	685	1143	968	883	727	350	304	277	507
1933	259	245	218	262	1417	2430	649	698	552	336	267	242	631
1934	238	191	189	575	1035	1564	879	1012	938	667	400	386	673
1935	284	256	251	308	1463	3264	934	724	414	294	202	201	716
1936	170	162	154	212	604	1330	1095	858	966	524	414	400	574
1937	315	308	304	331	874	1357	1081	644	984	580	437	414	636
1938	332	322	294	340	1343	2300	603	823	598	354	262	244	651
1939	235	143	141	290	1306	1730	911	892	920	561	451	428	667
1940	323	312	269	374	875	1175	674	696	341	299	239	192	481
1941	175	155	151	248	1369	3350	1370	1025	626	331	308	247	780
1942	242	219	214	359	1270	2575	962	706	543	462	423	400	698
1943	307	299	285	294	1196	1541	1104	1150	911	727	465	432	726
1944	371	264	216	281	650	1289	973	828	621	325	290	250	530
1945	246	216	212	331	943	2116	759	902	828	699	460	455	681
1946	362	359	350	373	715	1012	1051	768	690	445	313	308	562
1947	295	225	209	304	1442	3338	1424	990	708	662	469	465	878
1948	338	247	237	497	920	1188	805	661	497	304	235	227	513
1949	212	182	148	216	1067	2605	1886	1205	780	570	416	285	798
1950	272	250	241	377	1389	1640	789	819	612	391	317	280	615
1951	261	237	210	299	637	1318	929	920	662	517	327	313	553
1952	300	283	281	340	1058	1380	851	833	524	359	271	237	560
1953	202	186	184	317	1150	3196	976	773	630	472	359	294	728
1954	277	268	258	534	782	966	966	846	589	362	285	240	531
1955	227	210	180	267	722	2076	652	837	819	598	442	405	620
1956	382	253	246	327	966	1142	791	643	561	399	331	288	527
1957	280	277	267	322	680	1122	1095	930	631	368	354	233	547
1958	231	227	219	350	897	1403	920	842	422	308	216	208	520
1959	199	175	161	221	673	1200	1288	1121	874	626	336	290	597
1960	270	260	223	382	690	1582	943	782	580	534	428	360	586
1961	351	350	336	414	1104	1794	713	713	524	371	276	230	598

Продолжение приложения А

Окончание таблицы А.1

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср. год
1962	215	195	187	235	667	1090	989	971	653	552	350	294	533
1963	264	230	226	368	1081	1702	828	621	390	377	212	188	541
1964	185	172	164	363	920	1150	1592	1176	639	414	340	261	615
1965	248	201	190	271	1444	1695	761	791	446	322	221	212	567
1966	205	189	170	196	292	1610	1270	1224	644	423	345	265	569
1967	257	234	230	322	616	1426	736	909	570	313	281	235	511
1968	224	198	193	276	1490	1748	635	801	382	373	230	181	561
1969	179	169	167	225	617	1187	1402	1265	1021	644	340	317	628
1970	274	213	205	552	736	1208	1208	994	460	317	225	196	549
1971	189	148	144	230	760	1249	1252	1196	649	432	285	270	567

Таблица А.2 – Величины необходимые для расчета максимальных расходов заданной обеспеченности

Годы	Q м ³ /с	Годы	Q м ³ /с	K=Q/Qср	K-1	(K-1) ²	(K-1) ³	P %
1922	520	1947	878	1,463	0,463	0,215	0,0995	1,4
1923	530	1949	798	1,330	0,330	0,109	0,0359	3,4
1924	710	1941	780	1,300	0,300	0,090	0,0270	5,4
1925	539	1953	728	1,213	0,213	0,046	0,0097	7,3
1926	491	1943	726	1,210	0,210	0,044	0,0093	9,3
1927	527	1935	716	1,193	0,193	0,037	0,0072	11,3
1928	531	1924	710	1,183	0,183	0,034	0,0062	13,3
1929	652	1942	698	1,163	0,163	0,027	0,0044	15,3
1930	581	1945	681	1,135	0,135	0,018	0,0025	17,3
1931	571	1934	673	1,122	0,122	0,015	0,0018	19,2
1932	507	1939	667	1,112	0,112	0,012	0,0014	21,2
1933	631	1929	652	1,087	0,087	0,008	0,0007	23,2
1934	673	1938	651	1,085	0,085	0,007	0,0006	25,2
1935	716	1937	636	1,060	0,060	0,004	0,0002	27,2
1936	574	1933	631	1,052	0,052	0,003	0,0001	29,2
1937	636	1969	628	1,047	0,047	0,002	0,0001	31,2
1938	651	1955	620	1,033	0,033	0,001	0,0000	33,1
1939	667	1950	615	1,025	0,025	0,001	0,0000	35,1
1940	481	1964	615	1,025	0,025	0,001	0,0000	37,1
1941	780	1961	598	0,997	-0,003	0,000	0,0000	39,1
1942	698	1959	597	0,995	-0,005	0,000	0,0000	41,1
1943	726	1960	586	0,977	-0,023	0,001	0,0000	43,1
1944	530	1930	581	0,968	-0,032	0,001	0,0000	45,0
1945	681	1936	574	0,957	-0,043	0,002	-0,0001	47,0
1946	562	1931	571	0,952	-0,048	0,002	-0,0001	49,0
1947	878	1966	569	0,948	-0,052	0,003	-0,0001	51,0
1948	513	1965	567	0,945	-0,055	0,003	-0,0002	53,0
1949	798	1971	567	0,945	-0,055	0,003	-0,0002	55,0
1950	615	1946	562	0,937	-0,063	0,004	-0,0003	56,9
1951	553	1968	561	0,935	-0,065	0,004	-0,0003	58,9

Окончание приложения А

Окончание таблицы А.2

Годы	Q м³/с	Годы	Q м³/с	K=Q/Q _{ср}	K-1	(K-1) ²	(K-1) ³	P %
1952	560	1952	560	0,933	-0,067	0,004	-0,0003	60,9
1953	728	1951	553	0,922	-0,078	0,006	-0,0005	62,9
1954	531	1970	549	0,915	-0,085	0,007	-0,0006	64,9
1955	620	1957	547	0,912	-0,088	0,008	-0,0007	66,9
1956	527	1963	541	0,902	-0,098	0,010	-0,0010	68,8
1957	547	1925	539	0,898	-0,102	0,010	-0,0011	70,8
1958	520	1962	533	0,888	-0,112	0,012	-0,0014	72,8
1959	597	1928	531	0,885	-0,115	0,013	-0,0015	74,8
1960	586	1954	531	0,885	-0,115	0,013	-0,0015	76,8
1961	598	1923	530	0,883	-0,117	0,014	-0,0016	78,8
1962	533	1944	530	0,883	-0,117	0,014	-0,0016	80,8
1963	541	1927	527	0,878	-0,122	0,015	-0,0018	82,7
1964	615	1956	527	0,878	-0,122	0,015	-0,0018	84,7
1965	567	1922	520	0,867	-0,133	0,018	-0,0024	86,7
1966	569	1958	520	0,867	-0,133	0,018	-0,0024	88,7
1967	511	1948	513	0,855	-0,145	0,021	-0,0030	90,7
1968	561	1967	511	0,852	-0,148	0,022	-0,0033	92,7
1969	628	1932	507	0,845	-0,155	0,024	-0,0037	94,6
1970	549	1926	491	0,818	-0,182	0,033	-0,0060	96,6
1971	567	1940	481	0,802	-0,198	0,039	-0,0078	98,6

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
Водно-энергетические расчёты

Таблица Б.1 – Данные для построения кривых обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов

P, %	Годы	Q _{ср} , м ³ /с	Годы	Q _{пол} , м ³ /с	Годы	Q _{меж} , м ³ /с
2	1947	878	1947	1580	1943	401
4	1949	798	1941	1548	1937	384
6	1941	780	1949	1509	1947	376
8	1953	728	1935	1360	1934	364
10	1943	726	1953	1345	1945	360
12	1935	716	1924	1291	1946	359
14	1924	710	1942	1211	1930	356
16	1942	698	1943	1181	1960	351
18	1945	681	1939	1152	1955	333
20	1934	673	1933	1149	1961	333
22	1939	667	1938	1133	1942	331
24	1929	652	1945	1130	1939	321
27	1938	651	1929	1123	1956	318
29	1937	636	1934	1106	1929	315
31	1933	631	1969	1104	1925	314
33	1969	628	1964	1095	1951	309
35	1955	620	1959	1051	1938	307
37	1950	615	1950	1050	1950	304
39	1964	615	1965	1047	1957	300
41	1961	598	1955	1021	1948	298
43	1959	597	1971	1021	1952	296
45	1960	586	1968	1011	1924	295
47	1930	581	1966	1008	1936	291
49	1965	575	1931	991	1949	290
51	1936	574	1937	988	1954	289
53	1931	571	1936	971	1953	288
55	1966	569	1961	970	1969	287
57	1971	567	1970	941	1940	287
59	1946	562	1923	937	1944	285
61	1968	561	1952	929	1962	283
63	1952	560	1963	924	1928	277
65	1951	553	1927	920	1959	273
67	1970	549	1960	915	1931	272
69	1957	547	1922	899	1964	271
71	1963	541	1958	897	1970	269
73	1925	539	1930	896	1967	267
76	1962	533	1951	893	1963	266
78	1928	531	1957	892	1933	261
80	1954	531	1928	887	1935	257

Продолжение приложения Б

Окончание таблицы Б.1

Р, %	Годы	Q _{ср} , м ³ /с	Годы	Q _{пол} , м ³ /с	Годы	Q _{меж} , м ³ /с
82	1923	530	1962	884	1966	256
84	1944	530	1932	881	1958	251
86	1927	527	1944	872	1922	249
88	1956	527	1954	870	1927	246
90	1922	520	1925	855	1971	243
92	1958	520	1967	851	1926	242
94	1948	513	1946	847	1923	240
96	1967	511	1926	840	1932	239
98	1932	507	1956	821	1968	239
100	1926	491	1948	814	1965	238
102	1940	481	1940	752	1941	231

Таблица Б.2 – Расчет режимов работы ГЭС с учетом требований ВХК

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{ВХК}}, \text{ м}^3/\text{с}$	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340
$Z_{\text{ВБ}}, \text{ м}$	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750
$Z_{\text{НБ}}, \text{ м}$	683	683	682	683	686	687	687	686	685	684	683	683
$H, \text{ м}$	67	67	68	67	64	63	63	64	65	66	67	67
$N_{\text{БЫТ}}, \text{ МВт}$	128	114	100	153	367	548	537	407	321	223	152	140
$N_{\text{ВХК}}, \text{ МВт}$	199	199	199	199	199	199	199	199	199	199	199	199
$N_{\text{БЫТ}} - N_{\text{ВХК}}, \text{ МВт}$	-71	-84	-98	-46	169	349	338	209	122	25	-47	-59

Продолжение приложения Б

Первая итерация																					
Месяц	Q90%	Qисп	филт	Qлед	рыбо	Q пол	Q нб	Q вхк	Q вдхр	Q хс	Q гэс	V нач	dV	V кон	Z н вб	Z к вб	Z ср вб	Z нб	H гэс	N гэс	N раб
11	270	3	5	5		258	340,00	340	77,70	0,00	335,22	7,98	0,13	7,85	750,00	749,26	749,63	683,58	65,35	192,77	
12	249	2	5	5		237	1033,77	340	792,20	0	1028,98	7,85	1,37	6,48	749,26	741,83	745,55	687,56	57,28	519,72	400,00
1	228	2	5	5		216	1247,3	340	1026,35	0	1242,50	6,48	1,77	4,70	741,83	731,56	736,70	688,46	47,53	519,73	400,00
2	204	2	5	5		192	340	340	142,82	0	335,22	4,70	0,25	4,46	731,56	730,04	730,80	683,58	46,52	137,22	
3	180	2	5	5		169	340	340	166,58	0	335,22	4,46	0,29	4,17	730,04	728,23	729,14	683,58	44,85	132,31	
4	252	3	5	-15		260	340	340	75,52	0	335,22	4,17	0,13	4,04	728,23	727,38	727,81	683,58	43,52	128,39	
5	649	6	5	-10		648	340	340	-312,92	0	335,22	4,04	-0,54	4,58	727,38	730,80	729,09	683,58	44,81	132,18	
6	1009	10	5			994	340	340	-658,91	0	335,22	4,58	-1,14	5,72	730,80	737,53	734,17	683,58	49,88	147,15	
7	987	10	5			972	340	340	-637,10	0	335,22	5,72	-1,10	6,82	737,53	743,72	740,63	683,58	56,34	166,2	
8	735	7	5			723	340	340	-388,11	0	335,22	6,82	-0,67	7,49	743,72	747,34	745,53	683,58	61,25	180,67	
9	393	4	5			384	340	340	-48,86	0	335,22	7,49	-0,08	7,57	747,34	747,80	747,57	683,58	63,29	186,69	
10	586	6	5		14	561	340	340	-239,85	0	320,86	7,57	-0,41	7,99	752,10	751,30	751,70	683,58	67,42	190,36	

Рисунок Б.1 – Режим работы проектируемой ГЭС в маловодном году (не выполняется)

Продолжение приложения Б

Вторая итерация																					
Месяц	Q90%	Qисп	Филт	Qлед	Qрыбо	Q пол	Q нб	Q вхк	Q вдхр	Q хс	Q гэс	V нач	dV	V кон	Z н вб	Z к вб	Z ср вб	Z нб	H гэс	N гэс	N раб
11	270	3	5	5		258	340,00	340	77,70	0,00	335,22	7,98	0,13	7,85	750,00	749,26	749,63	683,58	65,35	193,00	
12	249	2	5	5		237	1033,77	340	792,20	0	1028,98	7,85	1,37	6,48	749,26	741,83	745,55	687,56	57,28	520,00	520,00
1	228	2	5	5		216	1247,3	340	1026,35	0	1242,50	6,48	1,77	4,70	741,83	731,56	736,70	688,46	47,53	520,00	520,00
2	204	2	5	5		192	340	340	142,82	0	335,22	4,70	0,25	4,46	731,56	730,04	730,80	683,58	46,52	137,00	
3	180	2	5	5		169	340	340	166,58	0	335,22	4,46	0,29	4,17	730,04	728,23	729,14	683,58	44,85	132,00	
4	252	3	5	-15		260	340	340	75,52	0	335,22	4,17	0,13	4,04	728,23	727,38	727,81	683,58	43,52	128,00	
5	649	6	5	-10		648	340	340	-312,92	0	335,22	4,04	-0,54	4,58	727,38	730,80	729,09	683,58	44,81	132,00	
6	1009	10	5			994	340	340	-658,91	0	335,22	4,58	-1,14	5,72	730,80	737,53	734,17	683,58	49,88	147,00	
7	987	10	5			972	340	340	-637,10	0	335,22	5,72	-1,10	6,82	737,53	743,72	740,63	683,58	56,34	166,00	
8	735	7	5			723	340	340	-388,11	0	335,22	6,82	-0,67	7,49	743,72	747,34	745,53	683,58	61,25	181,00	
9	393	4	5			384	340	340	-48,86	0	335,22	7,49	-0,08	7,57	747,34	747,80	747,57	683,58	63,29	187,00	
10	586	6	5		14	561	340	340	-239,85	0	320,86	7,57	-0,41	7,99	747,80	750,00	748,90	683,58	64,62	182,00	

Рисунок Б.2 – Режим работы проектируемой ГЭС в маловодном году (выполняется)

Продолжение приложения Б

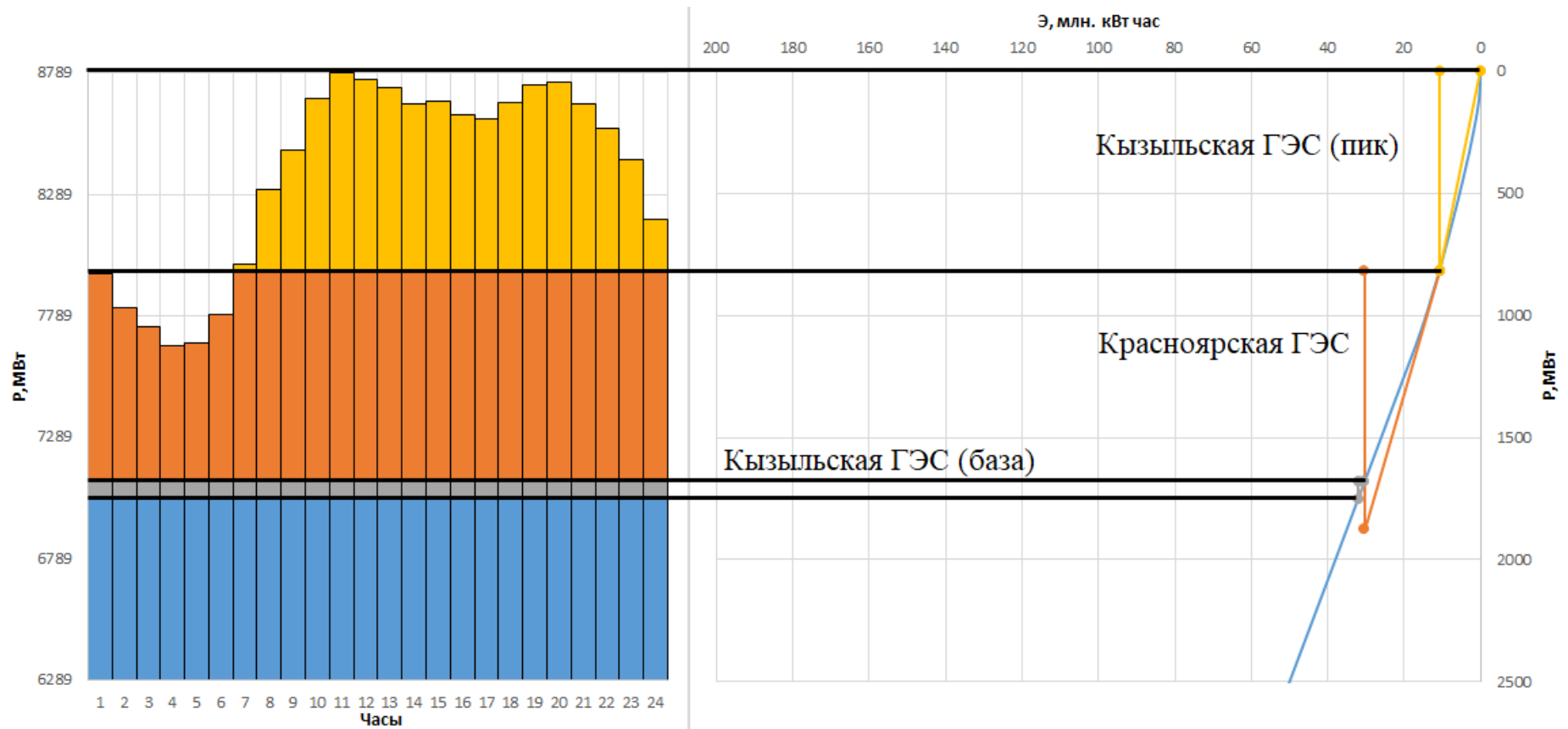


Рисунок Б.3 – Зона работы, проектируемой ГЭС на суточном графике нагрузки и ИКН (январь, декабрь)

Продолжение приложения Б

Месяц	Q90%	Qисп	Qфильтр	Qлед	Qрыбоп	Q пол	Q нб	Q вжк	Q вдхр	Q хс	Q гэс	V нач	dV	V кон	Z н вб	Z к вб	Z ср вб	Z нб	Н гэс	Н гэс	Н раб
11	270	3	5	5		257	339,84	340	77,70	0,00	335,05	7,98	0,13	7,85	750,00	749,26	749,63	683,58	65,35	193	
12	259	2	5	5		247	1032,87	340	781,50	0	1028,08	7,85	1,35	6,50	749,26	741,93	745,60	687,56	57,34	520	520,00
1	303	2	5	5		291	1230,7	340	935,20	0	1225,91	6,50	1,62	4,88	741,93	732,62	737,28	688,40	48,18	520	520,00
2	245	2	5	5		234	381	340	143,00	0	376,61	4,88	0,25	4,63	732,62	731,13	731,88	683,87	47,31	157	
3	232	2	5	5		220	392	340	166,70	0	387,13	4,63	0,29	4,35	731,13	729,34	730,24	683,94	45,60	155	
4	331	3	5	-15		338	520	340	177,00	0	515,32	4,35	0,31	4,04	729,34	727,38	728,36	684,78	42,88	194	
5	1064	6	5	-10		1063	567	340	-500,00	0	562,64	4,04	-0,86	4,90	727,38	732,76	730,07	685,08	44,29	219	
6	1390	10	5			1375	480	340	-900,00	0	475,48	4,90	-1,56	6,46	732,76	741,72	737,24	684,53	52,01	218	
7	987	10	5			972	96	340	-881,00	0	91,08	6,46	-1,52	7,98	741,72	750,00	745,86	681,83	63,33	51	
8	736	7	5			723	728	340	0,00	0	723,49	7,98	0,00	7,98	750,00	750,00	750,00	686,03	63,27	403	
9	694	4	5			685	690	340	0,00	0	685,07	7,98	0,00	7,98	750,00	750,00	750,00	685,81	63,49	383	
10	393	6	5		14	368	387	340	0,00	0	367,84	7,98	0,00	7,98	750,00	750,00	750,00	683,91	65,39	212	

Рисунок Б.4 – Режим работы, проектируемой ГЭС, в средневодном году по мощностям

Окончание приложения Б

Месяц	Q90%	Qисп	Qфильтр	Qлед	Qрыбоп	Q пол	Q нб	Q вкк	Q вдхр	Q хс	Q гэс	V нач	dV	V кон	Z н вб	Z к вб	Z ср вб	Z нб	H гэс	N гэс	N раб
11	270	3	5	5		257	339,84	340	77,70	0,00	335,05	7,98	0,13	7,85	750,00	749,26	749,63	683,58	65,35	193,00	
12	259	2	5	5		247	1043,67	340	792,30	0	1038,88	7,85	1,37	6,48	749,26	741,83	745,55	687,60	57,24	523	520,00
1	303	2	5	5		291	1322,0	340	1026,50	0	1317,21	6,48	1,77	4,70	741,83	731,56	736,70	688,75	47,24	548	520,00
2	245	2	5	5		234	381	340	143,00	0	376,61	4,70	0,25	4,46	731,56	730,04	730,80	683,87	46,23	153	
3	232	2	5	5		220	391	340	166,00	0	386,43	4,46	0,29	4,17	730,04	728,23	729,14	683,93	44,50	151	
4	331	3	5	-15		338	419	340	76,00	0	414,32	4,17	0,13	4,04	728,23	727,38	727,81	684,12	42,98	157	
5	1064	6	5	-10		1063	567	340	-500,00	0	562,64	4,04	-0,86	4,90	727,38	732,75	730,07	685,08	44,28	219	
6	1390	10	5			1375	480	340	-900,00	0	475,48	4,90	-1,56	6,46	732,75	741,72	737,24	684,53	52,01	218	
7	987	10	5			972	92	340	-885,00	0	87,08	6,46	-1,53	7,99	741,72	750,03	745,88	681,80	63,38	49	
8	736	7	5			723	728	340	0,00	0	723,49	7,99	0,00	7,99	750,03	750,03	750,03	686,03	63,30	403	
9	694	4	5			685	690	340	0,00	0	685,07	7,99	0,00	7,99	750,03	750,03	750,03	685,81	63,52	383	
10	393	6	5		14	368	387	340	0,00	0	367,84	7,99	0,00	7,99	750,03	750,00	750,02	683,91	65,41	212	

Рисунок Б.5 – Режим работы, проектируемой ГЭС, в средневодном году по отметкам

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Основное и вспомогательное оборудование

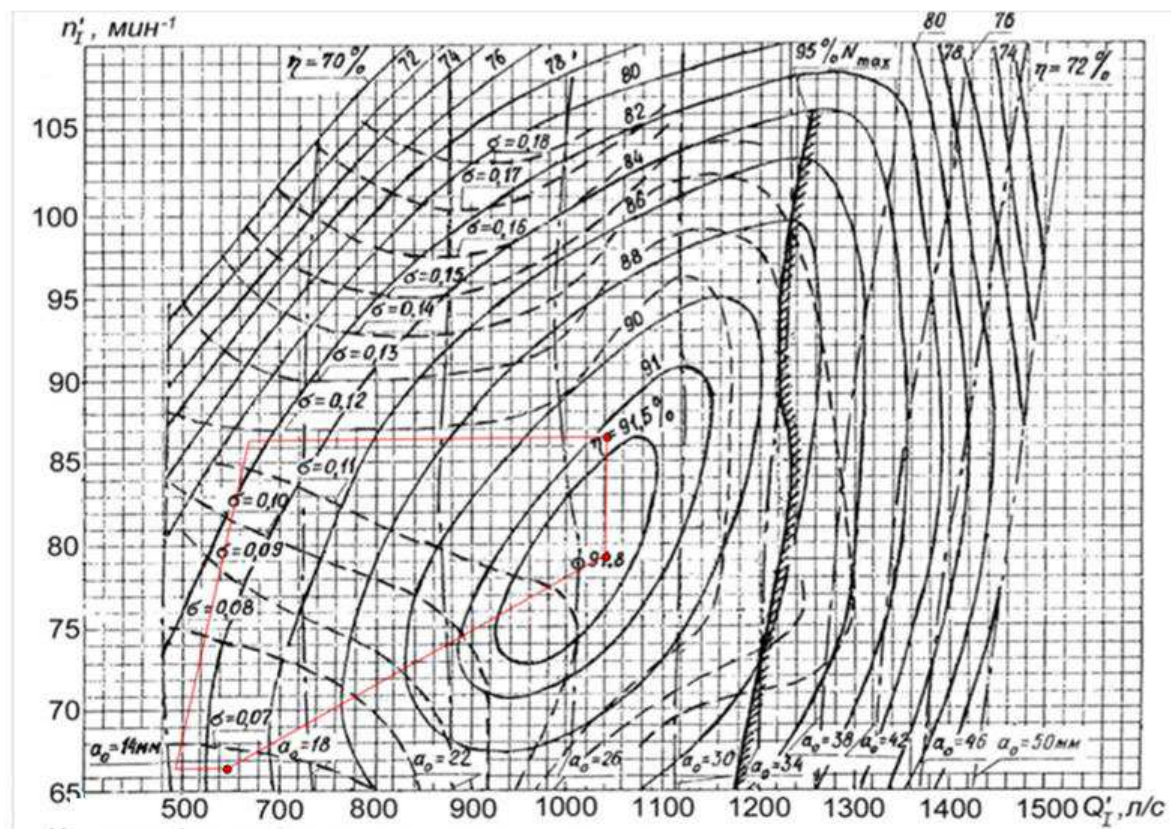


Рисунок В.1 – Рабочая зона гидротурбины РО75–В(а)

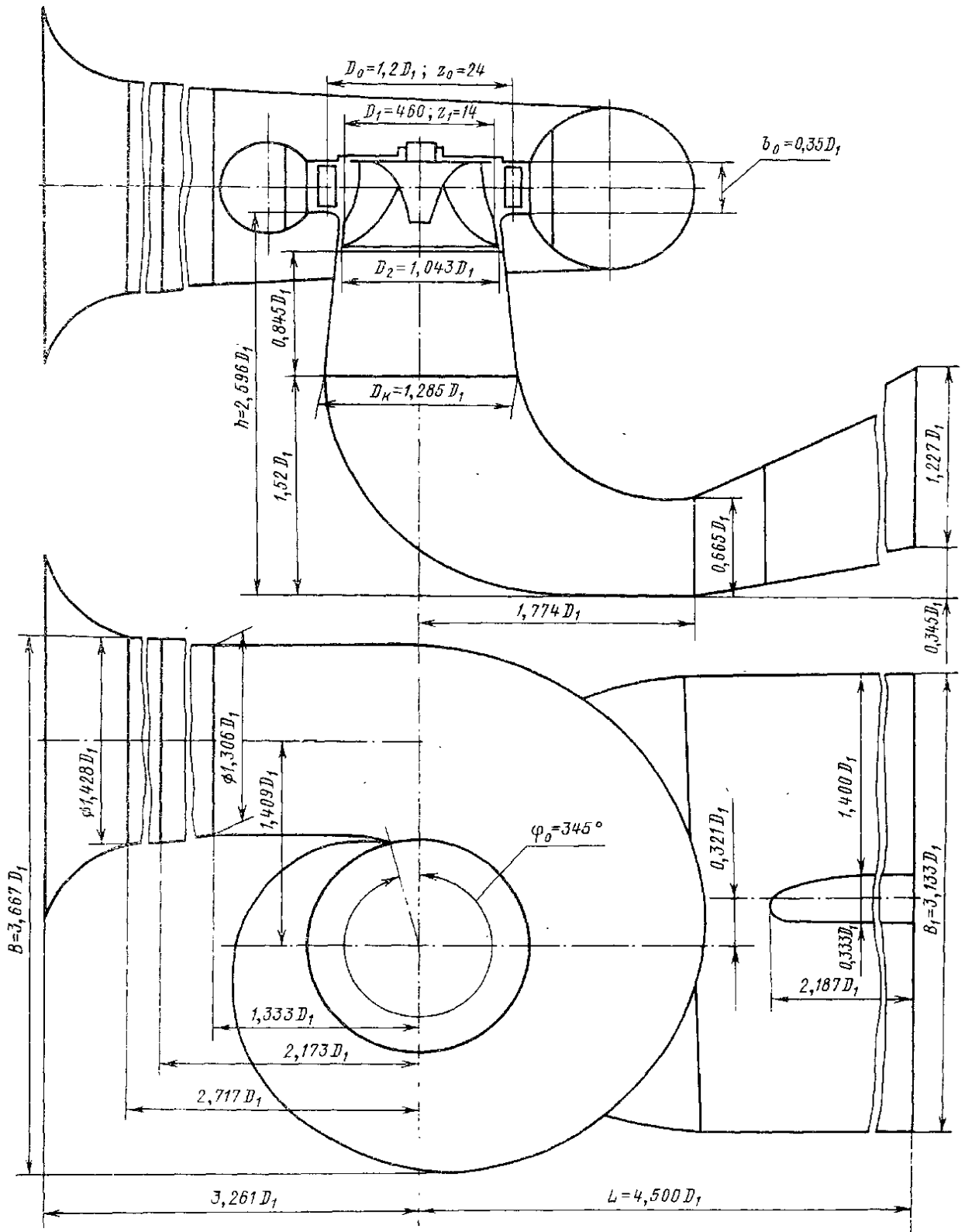


Рисунок В.2 – Проточная часть модели гидротурбины РО75–В(а)

ПРИЛОЖЕНИЕ Г
Таблица уставок и матрица отключений

Таблица Г.1 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. Защита продольная	IΔG	Ток срабатывания, I _{СР.0}	0,15 · I _Н	0,72 А	
		Коэффициент торможения, K _T	0,3	-	
		Уставка начального торможения, I _{НТ}	0,5 · I _Н	2,41 А	
		Тормозной ток, В	1,5 · I _Н	7,22 А	
		I _{ОТС}	3 · I _Н	14,43 А	
ЗЗГ	U ₀	t ₁	U _{01G}	-	12 В
		t ₂	U _{0G}	-	20 В
	U ₀₃	Коэффициент торможения, K _T	1,2	-	
ЗПН	U >	2 ступень	U _{СР2}	1,4 · U _Н	140 В
		1 ступень	U _{СР1}	1,2 · U _Н	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I ₂	СО	I _{2СИГН}	0,07 · I _Н	0,34 А
		ПО	I _{2ПУСК}	0,15 · I _Н	0,72 А
		ОТС I	I _{2С.З.}	0,25 · I _Н	1,20 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I ₁	СО	I _{СИГН}	1,07 · I _Н	5,15 А
		ПО	I _{1ПУСК}	1,1 · I _Н	5,29 А
		ОТС	I _{1ОТС}	1,43 · I _{НОМ.Р}	6,87 А
ДЗ	Z <	1 ступень	Z ₁	0,05	0,65 Ом
			Z _{СМ1}	0,20 · Z _I	0,13 Ом
		2 ступень	Z ₂	0,35	4,35 Ом
			Z _{СМ2}	0,20 · Z ₂	0,87 Ом
Защита ротора от перегрузки	I _p	СО	I _{p СИГН.}	1,07 · I _{НОМ.Р}	3,66 А
		ПО	I _{p ПУСК.}	1,1 · I _{НОМ.Р}	3,76 А
		Отсечка	I _{p ПУСК.}	2,25 · I _{НОМ.Р}	7,70 А

Окончание приложения Г

Таблица Г.2 – Матрица отключений защит

Защиты		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-500 и В-ТСН	Предупредительный сигнал	
Наименование	Обозначение							
Диф. Защита продольная	ΔG	+	+	+	+			
ЗЗГ	U_0	t_1					+	
		t_2	+	+	+			
	U_{03}	t	+	+	+			
ЗПН	$U >$	1 ступень t_1	+	+				
		2 ступень t_2	+	+				
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО					+	
		ИО	+	+				
		ОТС I	t_1				+	
t_2	+		+					
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО					+	
		ИО	+	+				
		ОТС	t_1				+	
t_2	+		+					
ДЗ	$Z <$	1 ступень	t_1				+	
			t_2	+	+	+		
		2 ступень	t_1				+	
			t_2	+	+			
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО					+	
		ИО	+	+				
		Отсечка	+	+				

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Сбор нагрузок

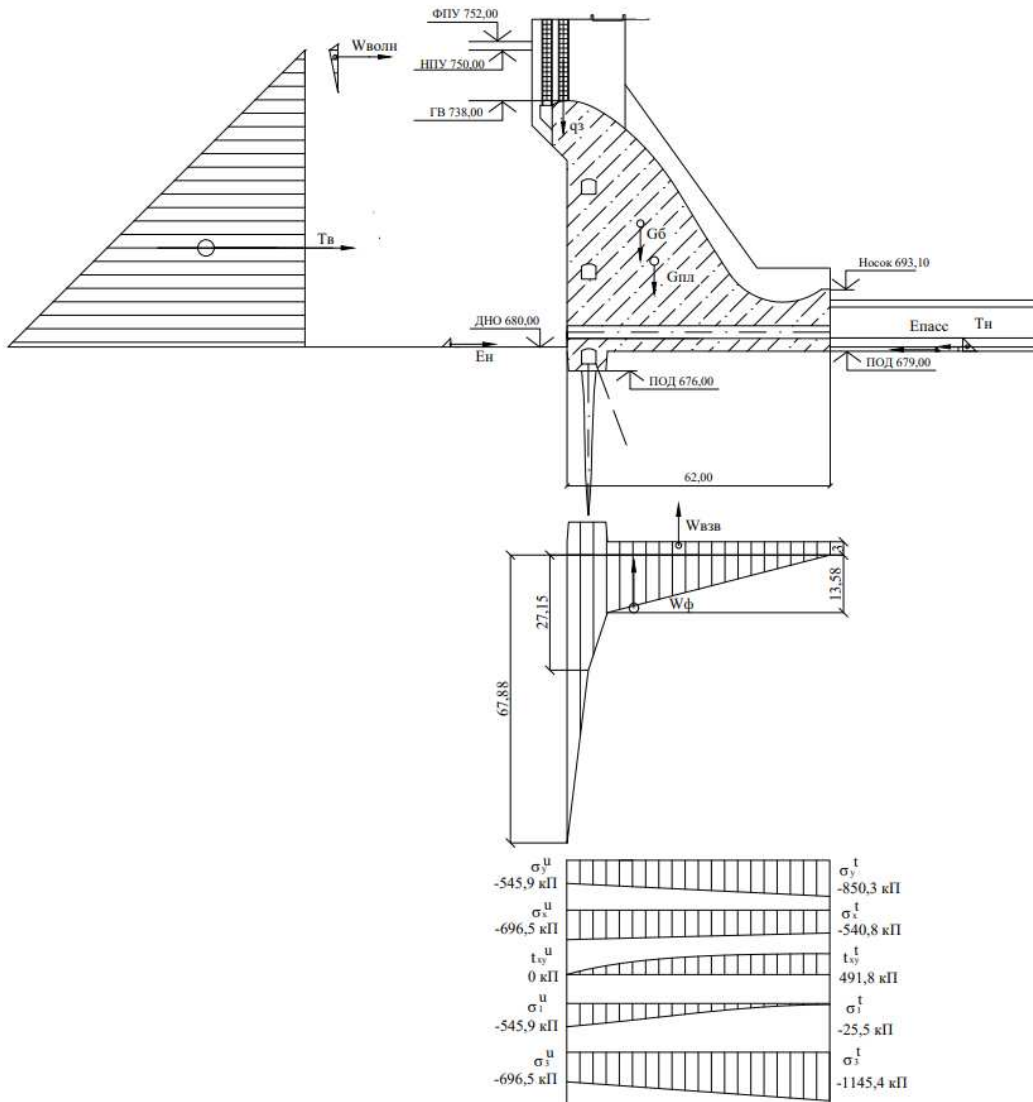



Рисунок Д.1 – Сбор нагрузок на водосливную плотину

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
подпись
« 18 » июня 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

ПРОЕКТИРОВАНИЕ КЫЗЫЛЬСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ БОЛЬШОЙ ЕНИСЕЙ. АНАЛИЗ И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ И СРЕДСТВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СОСТОЯНИЯ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Руководитель	 подпись, дата	доцент Кафедры ГГЭЭС, СШФ СФУ _____	В.И. Татарников
Выпускник	 подпись, дата		А.С. Бондаренко

Саяногорск; Черемушки 2021