

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 ПАВЛО-ТАТАРЕНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ПАША.
СОВРЕМЕННЫЕ СОПТ И МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ ИЗОЛЯЦИИ СОПТ

Инженер 1 категории,
СРЗАиМ
Руководитель _____ М.С. Размахнин
подпись, дата
Филиал ПАО «РусГидро» -
«Саяно-Шушенская ГЭС
имени П.С.Непорожнего»

Выпускник _____ К.А. Цымбалов
подпись, дата

Саяногорск; Черёмушки 2021

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Павло-Татаренской ГЭС на реке Паша. Современные СОПТ и методы контроля изоляции СОПТ».

Консультанты по
разделам:

Консультант руководителя БР

А.А.Ачитаев

подпись, дата

Водно-энергетические расчеты

Е.Ю.Затеева

подпись, дата

Основное и вспомогательное
оборудование

А.В.Масленникова

подпись, дата

Электрическая часть

А.А.Ачитаев

подпись, дата

Релейная защита и автоматика

А.В.Широков

подпись, дата

Компоновка сооружения гидроузла

О.В.Захарова

подпись, дата

Пожарная безопасность. Охрана труда

В.И.Татарников

подпись, дата

Охрана окружающей среды

В.А.Кадычегов

подпись, дата

Технико-экономические показатели

В.В.Лапасова

подпись, дата

Нормоконтроллер

А.А.Чабанова

подпись, дата

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ПАВЛО-ТАТАРЕНСКОЙ ГЭС.....	6
1 Общая часть.....	7
1.1 Природные условия	7
1.1.1 Климатические данные	7
1.1.2 Гидрологические данные	7
1.1.3 Инженерно-геологические условия.....	9
1.2 Данные по энергосистеме	9
2 Водно-энергетические расчеты	10
2.1 Данные для водно-энергетических расчетов	10
2.2 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока.....	10
2.2.1 Выбор расчётного средневодного года ($P=50\%$)	10
2.2.2 Выбор расчетного маловодного года ($P=90\%$).....	11
2.3 Построение суточных графиков нагрузки и ИКН ЭС.....	12
2.4 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы	14
2.5 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы	17
2.6 Водно-энергетический расчет (ВЭР) режима работы ГЭС по условию маловодного года	18
2.7 Определение рабочей мощности ГЭС	19
2.8 Расчет резервов и определение установленной мощности проектируемой ГЭС, расчет баланса мощностей	20
2.9 Водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС по условию средневодного года	20
3 Основное и вспомогательное оборудование	22
3.1 Построение режимного поля	22
3.2 Выбор системы и количества гидроагрегатов	24
3.3 Проверка работы турбины при минимальном расходе.....	28
3.4 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины	29
3.5 Выбор типа серийного гидрогенератора	30
3.6 Расчет спиральной камеры	31
3.7 Выбор типа маслонапорной установки.....	33
3.8 Выбор электрогидравлического регулятора.....	33
3.9 Расчёт вала на прочность.....	33
3.10 Расчёт подшипника.....	34
3.11 Выбор конструктивной схемы компоновки гидротурбины	36
3.12 Выбор кранового оборудования.....	36
3.13 Определение геометрических размеров здания ГЭС	36
4 Электрическая часть	38
4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений.....	38
4.2 Выбор основного оборудования ГЭС	38
4.2.1 Выбор трансформаторов собственных нужд	38

4.2.2	Выбор блочных трансформаторов	39
4.3	Выбор количества отходящих воздушных линий	42
4.4	Выбор схемы распределительного устройства	43
4.5	Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта.....	43
4.6	Расчёт токов короткого замыкания	44
4.6.1	Расчёт исходных данных	44
4.6.2	Расчёт токов короткого замыкания в ПК RastrWin.....	46
4.6.3	Результаты расчёта токов короткого замыкания	47
4.7	Выбор и проверка оборудования	47
4.7.1	Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режима....	48
4.7.1.1	Выбор выключателей и разъединителей	48
4.7.1.2	Выбор трансформаторов тока и напряжения	50
4.7.1.3	Выбор параметров КРУЭ	50
5	Микропроцессорные электрические защиты гидрогенератора	52
5.1	Состав защит блока	52
5.2	Расчет номинальных первичных и вторичных токов	52
5.3	Описание и расчет уставок микропроцессорных электрических защит ...	53
5.3.1	Продольная дифференциальная защита обмотки статора ГГ.....	53
5.3.2	Защита от однофазных замыканий на землю обмотки статора	55
5.3.3	Защита от повышения напряжения	58
5.3.4	Защита обратной последовательности	58
5.3.5	Защита от симметричных перегрузок гидрогенератора.....	62
5.3.6	Дистанционная защита гидрогенератора	64
5.3.7	Защита от перегрузки обмотки ротора.....	67
5.4	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор	68
6	Компоновка и сооружения гидроузла	69
6.1	Назначение класса сооружения	69
6.2	Выбор максимальных расчетных расходов для основного и поверочного расчетных случаев – Q_{\max} .расчосн; Q_{\max} .расчпов	69
6.3	Обоснование возможности пропуска паводка через гидроагрегаты	69
6.4	Проверка обеспечения пропускной способности при пропуске $Q_{\text{расчпов}}$ для уточнения отметки ФПУ	70
6.5	Построение водосливного оголовка и водосливной грани.....	71
6.6	Определение отметки гребня плотины	72
6.7	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе при донном режиме.....	74
6.8	Расчет водобойной плиты.....	76
6.9	Расчет водобойной стенки.....	77
6.10	Проверка сопряжения потоков за водобойной стенкой.....	77
6.11	Определение ширины подошвы.....	78
6.12	Разрезка бетонных плотин швами.....	78
6.13	Быки	79
6.14	Устои	79
6.15	Определение ширины плотины по гребню	79
6.16	Галереи в теле плотины	79

6.17 Цементационная завеса и дренаж	80
6.18 Дренаж в теле плотины.....	81
6.19 Расчет веса тела плотины, быка и затвора.....	81
6.20 Гидростатическое давление.....	82
6.21 Давление наносов.....	83
6.22 Давление грунта	84
6.23 Сила взвешивающая	84
6.24 Сила фильтрационного давления	85
6.25 Волновое воздействие.....	86
6.26 Определение напряжений.....	86
6.27 Проверка устойчивости плотины	88
7 Охрана труда, пожарная безопасность, охрана окружающей среды.....	89
7.1 Безопасность гидротехнических сооружений.....	89
7.2 Охрана труда.....	92
7.2.1 Общие положения	92
7.2.2 Требования к персоналу.....	93
7.3 Пожарная безопасность.....	94
7.3.1 Общие требования пожарной безопасности	94
7.3.2 Объекты водяного пожаротушения.....	96
7.3.3 Пожарная безопасность аккумуляторных установок	96
7.4 Мероприятия по охране окружающей среды.....	98
7.4.1 Общие сведения о районе строительства.....	98
7.4.2 Охрана окружающей среды в период строительства	99
7.4.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища	100
7.4.4 Отходы, образующиеся при строительстве	102
7.4.5 Охрана окружающей среды в период эксплуатации	103
8 Технико-экономические показатели	105
8.1 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации	105
8.2 Текущие расходы по гидроузлу	105
8.3 Налоговые расходы	110
8.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности.....	113
8.5 Методология, исходные данные	116
8.6 Коммерческая эффективность	117
8.7 Бюджетная эффективность	117
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ	138
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	139
ПРИЛОЖЕНИЕ А Общая часть	141
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Водно-энергетические расчеты	143
ПРИЛОЖЕНИЕ В Основное и вспомогательное оборудование	146
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Микропроцессорные электрические защиты генератора ...	150
ПРИЛОЖЕНИЕ Д Компоновка и сооружения гидроузла	152

2 Водно-энергетические расчеты

2.1 Данные для водно-энергетических расчетов

1. Коэффициент мощности $k_N = 8,8$;
2. Зимний коэффициент $k_3 = 0,85$;
3. Потери напора в водоподводящих сооружениях $\Delta h = 0,2$ м;
4. Требования участников водохозяйственного комплекса (ВХК) и потери воды представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Требования участников ВХК и потери воды

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Фильтрация	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Испарение	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0
Льдообразование	1	1	1	-1	-1	-2	0	0	0	0	0	1
Рыбопропуск	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0
ВХК	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Сан.попуск	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20

2.2 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока

По данным, представленным в таблице А.1 (приложение А) вычисляем средние расходы ($\text{м}^3/\text{с}$) для всех лет ряда, за период межени (VIII, IX, X, XI, XII и I, II, III, месяцы) и половодья (IV, V, VI, VII месяцы) и располагаем их в порядке убывания. Результаты расчёта показаны в таблице Б.1 приложения Б.

Обеспеченность $P(m)$ находим по формуле:

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

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

n – общее число членов ряда.

Расчетные значения обеспеченности принимаем равными 90% и 50% соответственно (таблица Б.1.)

2.2.1 Выбор расчётного средневодного года ($P=50\%$)

Для расчетной обеспеченности $P=50\%$ принимаем 1947 год и вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью:

$$K_{\pi} = \frac{Q_{\pi, \text{баз}}}{Q_{\pi, 1959}} = \frac{125}{130} = 0,96; \quad (2.2)$$

$$K_m = \frac{Q_{m,баз}}{Q_{m1959}} = \frac{42}{38} = 1,11. \quad (2.3)$$

Для 1947 года уточняем годовой сток умножив среднемесячные расходы на вычисленные ранее коэффициенты, результаты представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Расходы средневодного 1947 года ($P=50\%$) с приведением

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{ср.г.}$
$Q_{баз}^{1947}, м^3/с$	18	20	23	88	201	146	84	69	54	49	43	31	69
$Q_{пп}^{1947}, м^3/с$	20	22	26	84	193	140	81	77	60	54	48	34	70

Среднегодовые расходы не сошлись, расход оказался больше, значит принимаем $K_n = 1,052$ и $K_m = 0,88$. Скорректированные расходы базового 1947 года представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Расходы средневодного 1947 года ($P=50\%$) с корректировкой

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{ср.г.}$
$Q_{баз}^{1947}, м^3/с$	20	22	26	84	193	140	81	77	60	54	48	34	70
$Q_{кор}^{1947}, м^3/с$	19	21	25	84	193	140	81	74	58	52	46	33	69

2.2.2 Выбор расчетного маловодного года ($P=90\%$)

Принимаем 1956 год базовым для обеспеченности $P=90\%$ и считаем коэффициент приведения для межени и половодья:

$$K_m = \frac{Q_{m,баз}}{Q_{m1956}} = \frac{28}{28} = 1; \quad (2.4)$$

$$K_n = \frac{Q_{n,баз}}{Q_{n1956}} = \frac{86}{87} = 0,99. \quad (2.5)$$

В период половодье год с обеспеченностью 90% совпадает с базовым годом, из этого следует, что принимаем данный год 1956 за маловодный по его первоначальному гидрографу, без каких - либо изменений, результаты представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Расходы маловодного 1956 года ($P=90\%$) с приведением

$P=90\%$	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{ср.г.}$
$Q_{баз}^{1956}, м^3/с$	16	17	18	77	104	88	78	44	39	36	34	17	47

Скорректируем расходы для средневодного 1947 года при помощи коэффициентов $K_n = 1,052$ и $K_m = 0,933$, данные приведены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Расходы средневодного 1947 года ($P=50\%$) с корректировкой

$P=90\%$	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{ср.г.}$
$Q_{баз}^{1947}, \text{м}^3/\text{с}$	20	22	26	84	193	140	81	77	60	54	48	34	70
$Q_{кор}^{1947}, \text{м}^3/\text{с}$	19	21	25	84	193	140	81	74	58	52	46	33	69

Среднегодовые расходы сошлись, следовательно, корректировка произведена верно.

Результаты корректировок представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Скорректированные расходы средневодного и маловодного года

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{ср.г.}$
$Q_{кор}^{1947}, \text{м}^3/\text{с}$	19	21	25	84	193	140	81	74	58	52	46	33	69
$Q_{кор}^{1956}, \text{м}^3/\text{с}$	16	17	18	77	104	88	78	44	39	36	34	17	47

На основе данных таблицы 2.6 выполняем построение гидрографа средневодного и маловодного года, представленного на рисунке 2.1.

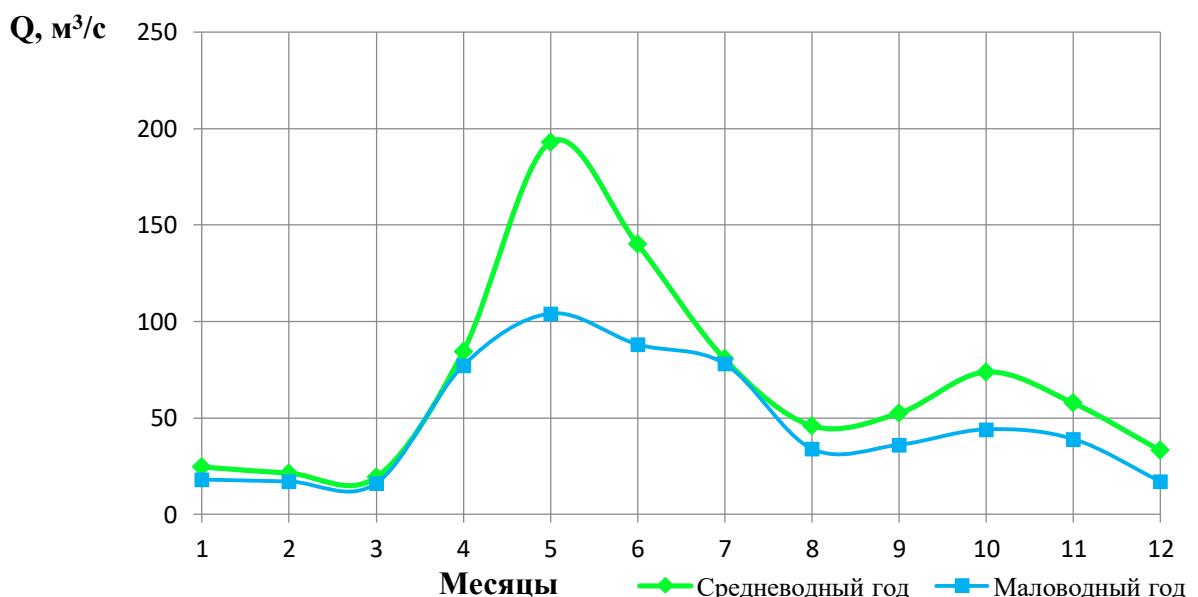


Рисунок 2.1 – Гидрограф средневодного и маловодного года

2.3 Построение суточных графиков нагрузки и ИКН ЭС

Так как место расположения проектируемой «Павло-Татаренской» ГЭС находится в северной части Ленинградской области, являющейся изолированной от Единой Энергосистемы России, то построение суточных графиков нагрузки будет производиться по алгоритму для изолированных систем.

Для заданного района расположения энергосистемы и числа часов использования ее годового максимума нагрузки по справочным данным определяем коэффициенты плотности суточного летнего $\beta_{\text{сут}}^{\text{л}}$ и $\beta_{\text{сут}}^{\text{з}}$ зимнего графиков нагрузки, а также коэффициент летнего снижения нагрузки относительно зимнего статического максимума $\alpha_{\text{л}}$. Данные коэффициенты были взяты из середины графиков для северного района, то есть по времени равном 6500 ч, и равны:

$$\beta_{\text{сут}}^{\text{л}} = 0,85$$

$$\beta_{\text{сут}}^{\text{з}} = 0,83$$

$$\alpha_{\text{л}} = 0,57$$

Нагрузки в любой час суток зимы и лета вычисляются по формулам:

$$P_t^{\text{з}} = P_c^{\max} \left(\alpha_t^{\text{з}} \cdot \beta_{\text{сут}}^{\text{з}} + b_t^{\text{з}} \right); \quad (2.6)$$

$$P_t^{\text{л}} = P_c^{\max} \cdot \alpha_{\text{л}} \left(\alpha_t^{\text{л}} \cdot \beta_{\text{сут}}^{\text{л}} + b_t^{\text{л}} \right); \quad (2.7)$$

где $\alpha_t^{\text{з}}, b_t^{\text{з}}; \alpha_t^{\text{л}}, b_t^{\text{л}}$ - коэффициенты нагрузки типовых суточных графиков, приведенные в приложении и зависящие от района расположения энергосистемы (район Север). $P_c^{\max} = 200$ МВт.

Полученные данные для суточных графиков нагрузки приведены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Значения мощностей для каждого часа

t, ч	$P_t^{\text{з}}$, МВт	$P_t^{\text{л}}$, МВт
0	133	84
1	124	81
2	122	78
3	116	76
4	122	75
5	124	75
6	132	78
7	147	88
8	171	99
9	193	112
10	190	114
11	184	110
12	176	105
13	180	107
14	188	110

Окончание таблицы 2.7

$t, \text{ ч}$	$P_t^3, \text{ МВт}$	$P_t^\pi, \text{ МВт}$
15	183	114
16	181	103
17	196	107
18	200	105
19	195	103
20	188	100
21	190	105
22	173	102
23	154	96

Суточные графики нагрузки представлены на рисунке 2.2.

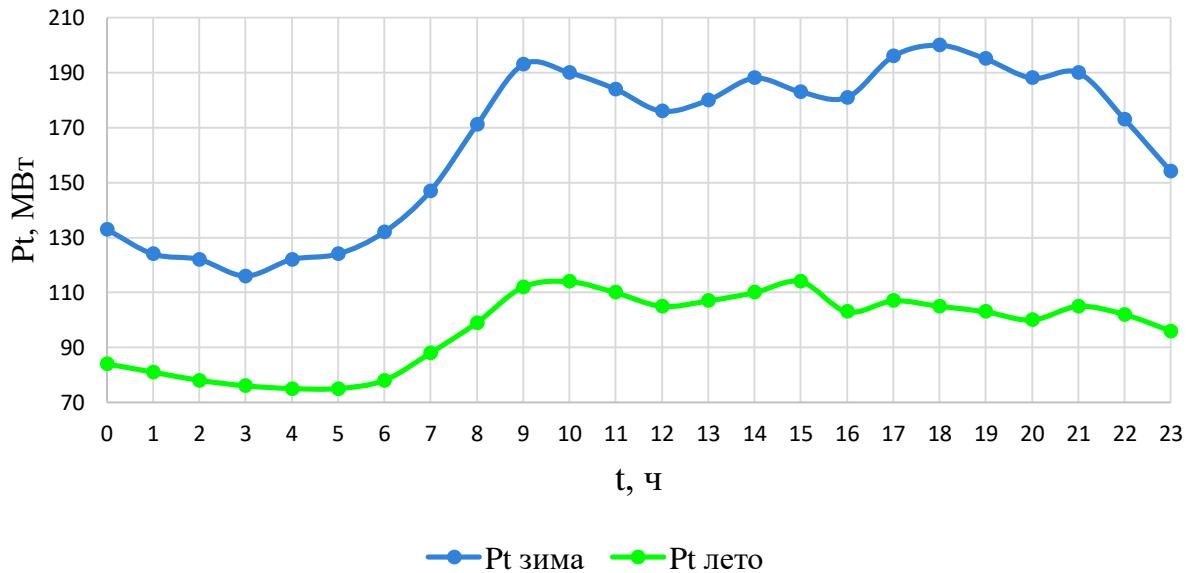


Рисунок 2.2 – Суточные графики нагрузки

2.4 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Годовые графики необходимы для построения баланса мощностей (график максимальных мощностей) и баланса энергий (график средних мощностей).

Строятся эти графики по закону косинуса. Для неразвивающейся энергосистемы со статическим максимумом нагрузки формула представлена в виде:

$$P_t^{max} = a + b \cdot \cos\alpha; \quad (2.8)$$

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

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

$$\alpha = |30^\circ t - 15^\circ| \cdot 3,14 / 180^\circ; \quad (2.9)$$

$$a = \frac{P_{\text{зима}}^{\max} + P_{\text{лето}}^{\max}}{2}; \quad (2.10)$$

$$b = \frac{P_{\text{зима}}^{\max} - P_{\text{лето}}^{\max}}{2} \quad (2.11)$$

Значения средней и максимальной мощности для лета и для зимы были взяты из значений мощностей для суточных графиков нагрузки. $P_{\text{зима}}^{\max} = 200 \text{ МВт}$, $P_{\text{лето}}^{\max} = 114 \text{ МВт}$, $P_{\text{зима}}^{\text{ср}} = 165 \text{ МВт}$, $P_{\text{лето}}^{\text{ср}} = 97 \text{ МВт}$.

Следовательно, можно рассчитать значения коэффициентов а и b:

$$a_{\max} = \frac{P_{\text{зима}}^{\max} + P_{\text{лето}}^{\max}}{2} = \frac{200+114}{2} = 157 \text{ МВт} \quad (2.12)$$

$$b_{\max} = \frac{P_{\text{зима}}^{\max} - P_{\text{лето}}^{\max}}{2} = \frac{200-114}{2} = 43 \text{ МВт} \quad (2.13)$$

$$a_{\text{ср}} = \frac{P_{\text{зима}}^{\text{ср}} + P_{\text{лето}}^{\text{ср}}}{2} = \frac{165+97}{2} = 131 \text{ МВт} \quad (2.14)$$

$$b_{\text{ср}} = \frac{P_{\text{зима}}^{\text{ср}} - P_{\text{лето}}^{\text{ср}}}{2} = \frac{165-97}{2} = 34 \text{ МВт} \quad (2.15)$$

Расчетные значения максимальных и средних мощностей для построения годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок представлены в таблице 2.8

Таблица 2.8 – Годовые максимальные и среднемесячные нагрузки

t	α	$\cos\alpha$	Pt.max, МВт	Pt.средн, МВт	a max	b max	a средн	b средн
1	0,2617	0,9660	199	164	157	43	131	34
2	0,7850	0,7074	187	155				
3	1,3083	0,2595	168	140				
4	1,8317	-0,2579	146	122				
5	2,3550	-0,7063	127	107				
6	2,8783	-0,9655	115	98				
7	3,4017	-0,9664	115	98				
8	3,9250	-0,7085	127	107				
9	4,4483	-0,2610	146	122				
10	4,9717	0,2564	168	140				
11	5,4950	0,7051	187	155				
12	6,0183	0,9651	199	164				

На основе расчётов выполняем построение графиков максимальных и среднемесячных мощностей, представленных на рисунках 2.3 и 2.4.

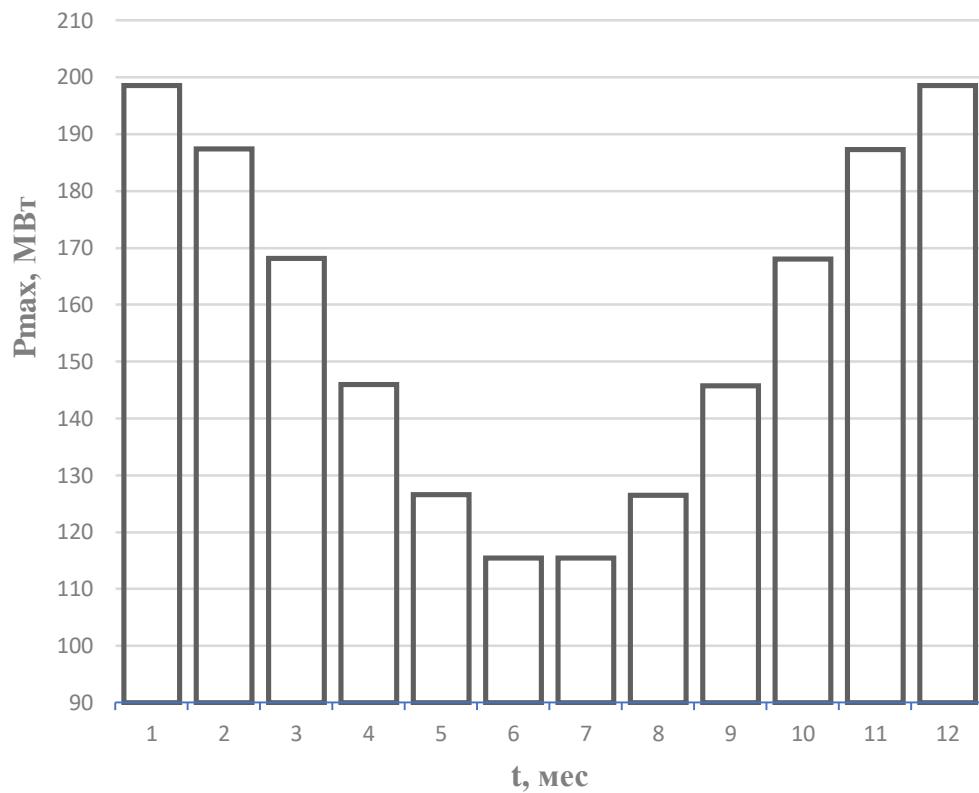


Рисунок 2.3 – График максимальных нагрузок

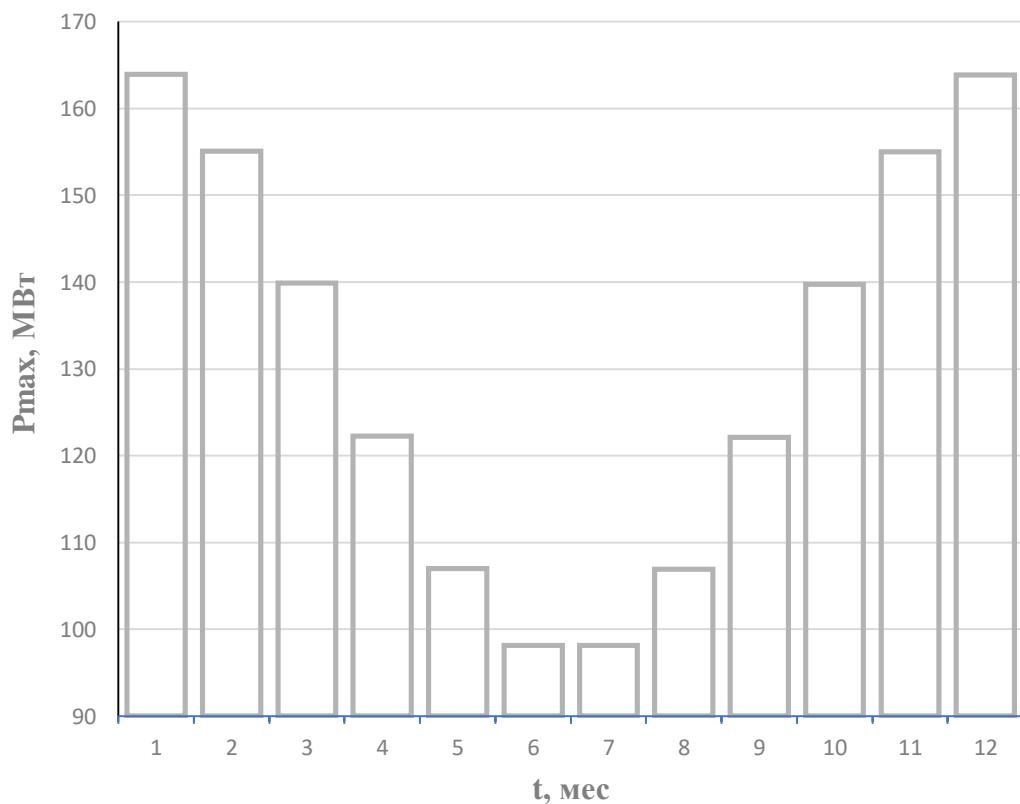


Рисунок 2.4 – График средних нагрузок

2.5 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы

Главным критерием при определении параметров проектируемой ГЭС является максимум вытеснения тепловых мощностей в энергосистеме.

Для выбранного расчетного маловодного года (1956г.) вычисляем значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле:

$$N_{\text{Быт.ГЭС}} = k_N \cdot Q^{\text{пр}90\%} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (2.16)$$

г

д $Q^{\text{пр}90\%}$ – бытовой расход расчетного маловодного года;

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

$$k_N - \text{коэффициент мощности, } k_N = \frac{Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t))}{\Delta h}, \quad (2.17)$$

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

$Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t))$ – уровень нижнего бьефа, определенный по летней или зимней кривой связи, м;

Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях, $\Delta h = 0,5$ м.

Мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК:

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

где $Q_{\text{ВХК}}$ – расход воды по требованиям участников водохозяйственного комплекса, $\text{м}^3/\text{с}$.

Результаты расчётов представлены в приложении Б, таблица Б.4.

Данный расчёт выполняется с целью определения месяцев, в которые ГЭС будет работать на расходах, превышающих требования ВХК.

Определяем излишки бытовой мощности половодный период, которые будут переноситься на зиму:

$$N_{\text{изл}} = \sum N_{\text{быт}} - \sum N_{\text{ВХК}} = 660 \text{ МВт}. \quad (2.19)$$

По данным таблицы 2.9 строим баланс энергии, представленный на

п
л На графике баланса энергии проводим линию гарантированной мощности так, чтобы площадь, заключённая между линией гарантированной мощности и $N_{\text{ВХК}}$ была равна $N_{\text{изл}} = 8 \text{ МВт}$.

а За месяц сработки принимаем первый месяц после половодья, в нашем случае это октябрь. Из графика баланса энергии видно, что под регулирование попали 6 месяцев, а в остальные месяцы ГЭС работает по требованиям ВХК.

В

о

д

н

о

-

Таблица 2.9 – Данные для построения баланса энергии

Месяц	P_{cp} , МВт	$N_{быт}$, МВт	$N_{вхк}$, МВт	$N_{сущ.ГЭС}$, МВт
1	164	2	6	24
2	155	2	6	22
3	140	3	6	20
4	122	11	6	18
5	107	14	6	18
6	98	12	6	16
7	98	11	6	16
8	107	7	6	18
9	122	6	6	18
10	140	5	6	20
11	155	5	6	22
12	164	2	6	24

2.6 Водно-энергетический расчет (ВЭР) режима работы ГЭС по условию маловодного года

Производим несколько итераций ВЭР, перемещая линию гарантированной мощности на балансе энергии до полного совпадения отметок в начале и конце сработки водохранилища. Окончательный результат водно-энергетического расчёта проектируемой ГЭС при положении линии гарантированной мощности представлен в приложении Б (таблица Б.5).

Результаты расчетов ВЭР по условию маловодного года:

- уровень мёртвого объёма – УМО = 35,54 м;
- полезный объем – $V_{полезн} = 0,5 \text{ км}^3$.

После выполнения ВЭР необходимо убедиться в правильности выбора характера регулирования речного стока в створе проектируемой ГЭС. Для этого определяем коэффициент зарегулированности стока, равный:

$$\beta = \frac{V_{полезн}}{\bar{W}} = \frac{0,5 \cdot 10^9}{2,21 \cdot 10^9} = 0,23, \quad (2.20)$$

где \bar{W} – средний за многолетний период объем годового стока ГЭС, равный:

$$W = \frac{\Sigma Q_{год}^{cp} \cdot t}{10^{-9}} = \frac{70 \cdot 365 \cdot 24 \cdot 3600}{10^{-9}} = 2,21 \text{ км}^3. \quad (2.21)$$

Таким образом, полученный результат β соответствует многолетнему характеру регулирования.

2.7 Определение рабочей мощности ГЭС

Расчетные суточные и годовые графики нагрузки энергосистемы должны в первую очередь покрываться существующими станциями, для чего необходимо вписать эти станции в графики, используя заданную по ним исходную информацию.

В качестве существующей станции была принята Волховская ГЭС с годовой выработкой $\dot{E}_{\text{год}}^{\text{сущ.ГЭС}} = 347 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}$ и установленной мощностью

=

т

.

з

н $N_{\text{раб.янв.}}^{\text{сущ.ГЭС}} = 24 \text{ МВт.}$ (2.22)

а

я Выработка проектируемой Павло-Татаренской ГЭС в январе из таблицы
Б.6:

с

у $\dot{E}_{\text{гар.янв.}}^{\text{проект.ГЭС}} = N_{\text{гар.}} \cdot 24 = 269 \text{ МВт} \cdot \text{ч} = 0,27 \text{ млн кВт} \cdot \text{ч.}$ (2.24)

о

ч Далее вписываем проектируемую ГЭС в свободную зону графика
нагрузки, представленного на рисунке Б.1.

у Рабочая мощность Павло-Татаренской ГЭС:

ю $N_{\text{раб.янв.}}^{\text{пр.ГЭС}} = N_{\text{янв.}}^{\text{пик.пр.ГЭС}} + N_{\text{янв.}}^{\text{база.пр.ГЭС}} = 13 + 9 = 22 \text{ МВт}$ (2.25)

в

ы Находим рабочие мощности для существующей и проектируемой ГЭС в
июне и июле.

а Для Волховской ГЭС в июне и июле:

б

о $\dot{E}_{\text{гар.июль. сущ.ГЭС}} = 0,38 \text{ млн кВт} \cdot \text{ч};$

т

к $N_{\text{раб.июль.}}^{\text{сущ.ГЭС}} = 16 \text{ МВт.}$

у

п Для проектируемой ГЭС в июне и июле:

о

н $\dot{E}_{\text{гар.июль.}}^{\text{проект.ГЭС}} = 0,144 \text{ млн кВт} \cdot \text{ч};$

я

и $N_{\text{раб.янв.}}^{\text{пр.ГЭС}} = N_{\text{янв.}}^{\text{пик.пр.ГЭС}} + N_{\text{янв.}}^{\text{база.пр.ГЭС}} = 7 + 5 = 12 \text{ МВт}$ (2.26)

в Проведя аналогичную работу на заранее построенных для них ИКН
находим рабочие мощности каждого месяца для существующей и проектируемой

р

ю

и

ГЭС, необходимые для построения баланса мощностей. Все результаты сводим в таблицу Б.6 приложения Б.

2.8 Расчет резервов и определение установленной мощности проектируемой ГЭС, расчет баланса мощностей

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв системы равен 3 % от P_t^{max} , аварийный резерв составляет 1

0 Нагрузочный резерв расположен на существующих и на проектируемой ГЭС, поэтому аварийный будет размещен на ТЭС. Результаты расчёта представлены в таблице Б.7 приложения Б.

о Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т.е. когда на ГЭС имеется свободная мощность. Ремонтная площадь существующих ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{сущ.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{42}{6} = 7 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год.} \quad (2.27)$$

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{пр.ГЭС}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{22}{6} = 4 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год.} \quad (2.28)$$

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

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{135}{6} = 22 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год.} \quad (2.29)$$

По данным таблицы Б.7, строим баланс мощности, представленный на

п Установленную мощность проектируемой ГЭС представим в виде суммы:
л

а $N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{раб}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{рез}}^{\text{ГЭС}} = 22 + 0,7 = 22,7 \text{ МВт.}$ (2.30)
к

2.9 Водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС по условию средневодного года

о Задача ВЭР режима работы ГЭС в средневодном году – определить среднемноголетнюю выработку.

рассмотрим режим наполнения водохранилища в средневодном году, результаты которого представлены в таблице Б.8.

по данным расчёта получаем среднемноголетнюю выработку, равную:

$$\sum \mathfrak{E} = 60,36 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.}$$

Строим график сработки и наполнения водохранилища ГЭС в средневодном году, объединённый с маловодным, представленный на рисунке 2.4.

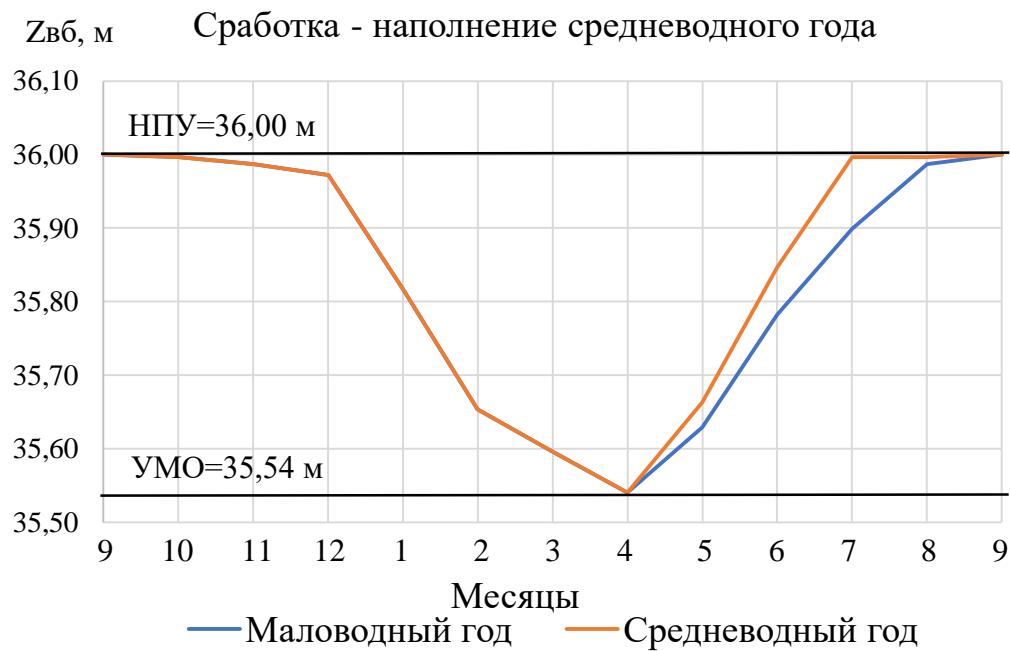


Рисунок 2.4 – График сработки и наполнения водохранилища ГЭС

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Построение режимного поля

Необходимо определить область допустимых режимов работы проектируемой ГЭС, для этого строим режимное поле, представленное на рисунке 3.1, с указанием линий ограничений для различных режимов. Также режимное поле незаменимо при выборе оборудования по ГУХ.

Методика составления режимного поля приведена в методическом пособии [2], результаты расчёта представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1—Данные расчёта режимного поля

Кривые связи ВБ и НБ			Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Q_{\text{нб}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Z_{\text{нб.л}}, \text{м}$	$Z_{\text{нб.з}}, \text{м}$	$H_{\text{НПУ}}, \text{м}$	$H_{\text{УМО}}, \text{м}$	$H_{\text{ВБ}}^{\text{НВ}}, \text{м}$	$H, \text{м}$	$Q, \text{м}^3/\text{с}$	$H, \text{м}$	$Q, \text{м}^3/\text{с}$
0	16,00	16,00	19,80	19,34	19,53	13,55	190	13,55	190,4
50	18,45	18,92	17,35	16,89	17,08	13,65	189	13,5	190,0
100	20,09	20,73	15,71	15,25	15,44	13,75	188	13,45	189,7
150	21,27	21,94	14,53	14,07	14,26	13,9	186	13,38	189,2
200	22,13	22,74	13,67	13,21	13,40				

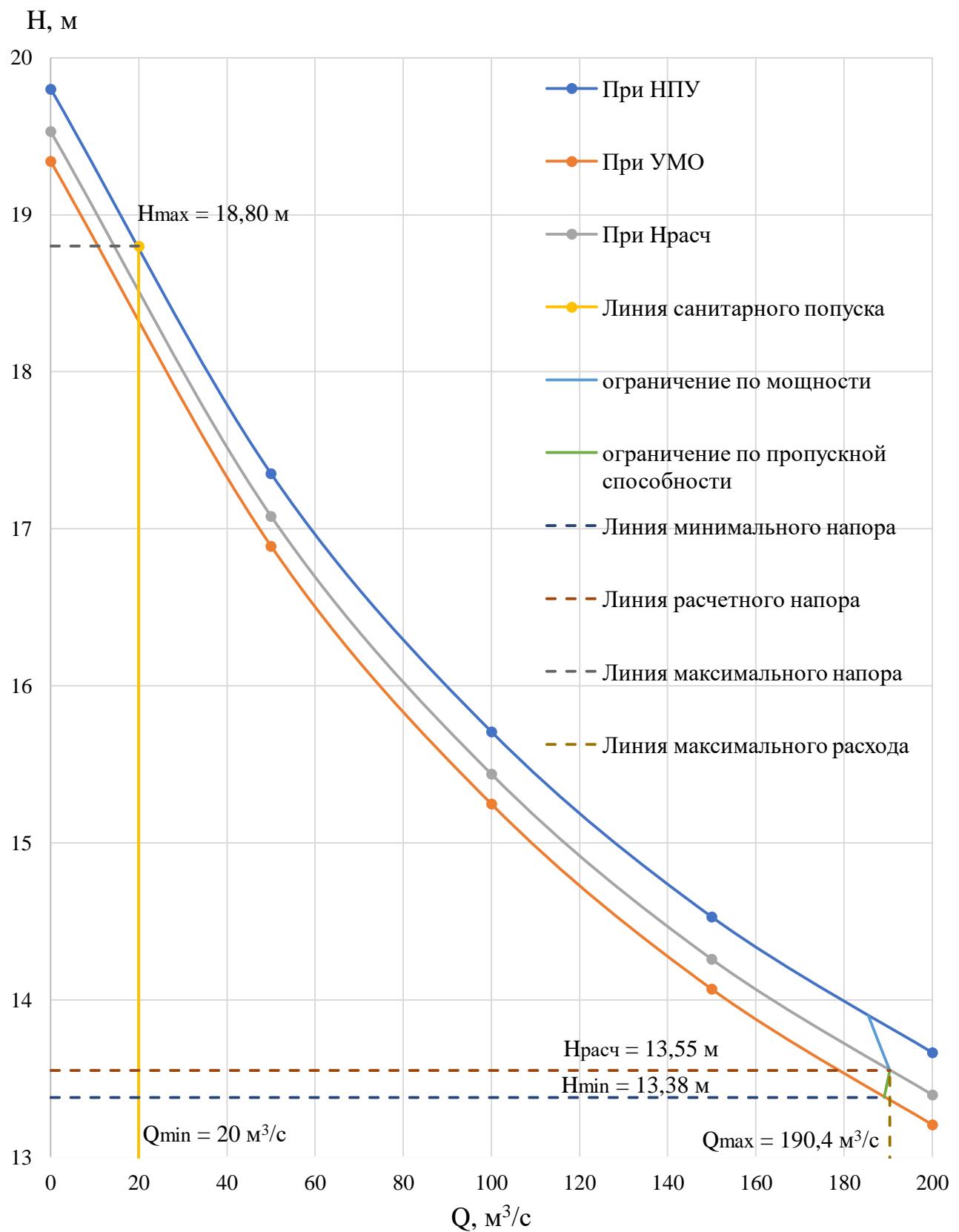


Рисунок 3.1 – Режимное поле Павло-Татаренской ГЭС

Основные параметры работы, проектируемой ГЭС исходя из режимного поля представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Основные параметры работы, проектируемой ГЭС

$H_{max, м}$	$H_{расч, м}$	$H_{min, м}$	$Q_{min, м^3/с}$	$Q_{max, м^3/с}$	H_{min}/H_{max}
18,8	13,55	13,38	20	190,4	0,72

3.2 Выбор системы и количества гидроагрегатов

Выбор системы и типа турбины производится по максимальному напору, так чтобы значение $H_{max}=18,8$ м было близко к предельному напору $H_{пред}$ выбранного типа, но не превышало его, т.е. $H_{max} \leq H_{пред}$.

Заданным условиям соответствуют турбины ПЛ20-В и ПЛ20-ГК, основные параметры которых представлены в таблице 3.3:

Таблица 3.3 – Параметры выбранных типов модельных гидротурбин

Параметр	ПЛ20-ГК	ПЛ20-В
$H_{пред, м}$	20	20
H_{min}/H_{max}	0,5	0,5
$n'_{1 opt}, об/м$	155	146
$Q_{1 opt}, л/с$	1580	1160
η_{mopt}	0,918	0,920
$Q'_{1 max}, м^3/с$	2770	1855
$D_{1 m}, м$	0,46	0,5
$H_m, м$	3	10
$t_{mod}, ^{\circ}C$	18	20

На главных универсальных характеристиках турбин намечаем расчетные точки P_1 , предварительно проведя линию через оптимум КПД.

Далее производим расчет параметров турбины ПЛ20-В для разных значений диаметра [2]. Ниже представлен ход расчета для диаметра $D_1 = 4$ м.

КПД натурной гидротурбины:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \cdot \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1M}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_M}{H_p^N}} \cdot \sqrt[5]{\frac{\nu_H}{\nu_M}} \right), \quad (3.1)$$

где η_M, D_{1M}, H_M – КПД, диаметр и напор модельной турбины;
 D_1, H_p^N – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

ν_M, ν_H – коэффициенты кинематической вязкости воды для модельной и натурной гидротурбины, зависящие от температуры воды для натурных и модельных условий $t_M; t_H$;

ε – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям и принимаемый равным 0,75.

$$\eta_T = 1 - (1 - 0,882) \cdot \left(0,25 + 0,75 \cdot \sqrt[5]{\frac{0,5}{4}} \cdot \sqrt[10]{\frac{10}{13,55}} \cdot \sqrt[5]{\frac{1,43 \cdot 10^6}{1,01 \cdot 10^6}} \right) = \\ = 0,91.$$

Мощность агрегата в расчетной точке, которую далее пересчитываем после уточнения числа агрегатов:

$$N_a' = 9,81 \cdot Q_{Ip}' \cdot D_1^2 \cdot H_P^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_G^{cp}, \quad (3.2)$$

где Q_{Ip}' – приведенный расход воды в расчетной точке на УХ турбины (приложение В, рисунок В.1);

D_1, H_P – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

η_T – КПД натурной гидротурбины;

η_G^{cp} – средний КПД генератора, принимаемый равным 0,975.

$$N_a' = 9,81 \cdot 1,855 \cdot 4^2 \cdot 13,55^{1,5} \cdot 0,91 \cdot 0,975 = 12,885 \text{ МВт.}$$

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов:

$$z_a' = \frac{N_{уст}^{\text{прГЭС}}}{N_a'} = \frac{22,7}{12,885} = 2,46, \quad (3.3)$$

где $N_{уст}^{\text{прГЭС}} = 22,7 \text{ МВт}$ – установленная мощность станции;

N_a' – мощность агрегата в расчетной точке.

Согласно стандарту, округляем число агрегатов, которое должно быть кратно 2 или 3. Получаем $z_a = 2$ шт.

Далее пересчитываем мощность агрегата:

$$N_a = \frac{22,7}{2} = 11 \text{ МВт.}$$

Поправка на приведенную частоту вращения:

$$\Delta = \frac{\eta_T}{\eta_M} = \frac{0,91}{0,882} = 1,03, \quad (3.4)$$

где η_T – КПД натурной гидротурбины;

η_M – КПД модельной турбины.

Синхронная частота вращения турбины:

$$n_c = \frac{n'_{Ip} \cdot \sqrt{H_P \cdot \Delta}}{D_1} = \frac{146 \cdot \sqrt{13,55 \cdot 1,03}}{4} = 136,5 \text{ об/мин}, \quad (3.5)$$

где n'_{Ip} – приведенная частота вращения в расчетной точке на УХ выбранной турбины;
 D_1, H_P – диаметр и расчетный напор натурной турбины;
 Δ – поправка на приведенную частоту вращения.
Принимаем стандартное значение синхронной частоты $n_c = 150$ об/мин.
Значения приведенной частоты вращения для напоров H_{max}, H_P^N, H_{min} находим по формуле:

$$n'_I = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.6)$$

где n_c – синхронная частота вращения турбины;
 H – напоры H_{max}, H_P, H_{min} ;
 Δ – поправка на приведенную частоту вращения.

$$n'_{max} = \frac{150 \cdot 4}{\sqrt{18,8 \cdot 1,03}} = 136,2 \text{ об/мин};$$

$$n'_{расч} = \frac{150 \cdot 4}{\sqrt{13,55 \cdot 1,03}} = 160,5 \text{ об/мин};$$

$$n'_{min} = \frac{150 \cdot 4}{\sqrt{13,38 \cdot 1,03}} = 161,5 \text{ об/мин.}$$

Окончательное положение расчетной точки на линии n'_{H_p} с учетом округленного числа агрегатов и уточненной мощности агрегата осуществляется на основании решения следующего уравнения:

$$Q'_I \cdot \eta_t = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_P^{1,5} \cdot \eta_g^{cp}}, \quad (3.7)$$

где Q'_I и η_t – приведенный расход и КПД модельной гидротурбины, подбором которых и устанавливают окончательное положение расчетной точки;

N_a – округленная мощность агрегата в расчетной точке;

D_1, H_P – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

η_g^{cp} – средний КПД генератора, принимаемый равным 0,97.

$$Q'_I \cdot \eta_t = \frac{11350}{9,81 \cdot 4^2 \cdot 13,55^{1,5} \cdot 0,975} = 1,464.$$

Получаем координаты расчётной точки: $\eta_{\text{т}} = 0,901$, $Q'_I = 1,320 \text{ м}^3/\text{с}$.

Для полученной расчетной точки необходимо построить линию ограничения по мощности. Для этого на линии n'_{Hmin} , соответствующей напору H_{max} , аналогичным образом находим точку и соединяем ее с расчетной.

$$Q'_I \cdot \eta_{\text{т}} = \frac{11350}{9,81 \cdot 4^2 \cdot 18,8^{1,5} \cdot 0,975} = 0,896.$$

Получаем координаты данной точки: $\eta_{\text{т}} = 0,917$, $Q'_I = 1,145 \text{ м}^3/\text{с}$.

Линию ограничения по турбине строим проведением через расчетную точку линии, параллельной открытию направляющего аппарата, a_0 .

Все расчеты для рассматриваемых турбин сведены в таблицы 3.4 и 3.5.

Таблица 3.4 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D_1 гидротурбины ПЛ20-ГК

Параметр	Значение			
	1	2	3	4
D_1 , м	2,8	3,15	3,55	4
$\eta_{\text{т}}$	0,897	0,899	0,900	0,902
N_a' , кВт	9293,3	11788,1	14988,6	19071,7
z_a'	2,4	1,9	1,5	1,2
z_a	3	2	2	2
N_a , кВт	7,6	11,4	11,4	11,4
Δ	1,044	1,046	1,047	1,049
n'_{c1} , об/мин	208,2	185,2	164,5	146,1
n_{c1} , об/мин	214	187,5	167	150
n'_{1Hmax} , об/мин	135,3	133,2	133,6	135,1
n'_{1Hp} , об/мин	159,3	156,9	157,4	159,1
n'_{1Hmin} , об/мин	160,3	157,9	158,4	160,2
$Q'_I \cdot \eta_{\text{т}}$ ($H_{\text{расч}}$)	1,629	1,716	1,351	1,464
$Q'_I \cdot \eta_{\text{т}}$ (H_{max})	0,997	1,05	0,827	0,997

Из анализа полученных вариантов лишь турбины, ПЛ20-ГК-315 и ПЛ20-355, имеют оптимальные рабочие зоны с расчётной точкой близкой к точке оптимума при всех расчетных режимах работы, нежели другие варианты. А

также большим КПД и меньшим количеством агрегатов большей мощности, к чему и нужно стремиться (приложение В, рисунок В.1 и В.2).

Для турбин с данными диаметрами возможно осуществить подбор гидрогенератора.

Таблица 3.5 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D_1 гидротурбины ПЛ20-В

Параметр	Значение				
	1	2	3	4	5
D_1 , м	2,8	3,15	3,55	4	4,5
η_T	0,905	0,907	0,908	0,91	0,911
N_a' , кВт	6279	7964,4	10126,7	12885,1	16326,6
z_a'	3,6	2,9	2,2	1,8	1,39
z_a	4	3	3	2	2
N_a , кВт	5,7	7,6	7,6	11,4	11,4
Δ	1,026	1,028	1,029	1,032	1,033
n'_{c1} , об/мин	194,4	173	153,6	136,5	121,4
n_{c1} , об/мин	200	187,5	167	150	125
n'_{1Hmax} , об/мин	127,5	134,4	134,8	136,2	127,6
n'_{1Hpr} , об/мин	150,2	158,3	158,8	160,5	150,4
n'_{1Hmin} , об/мин	151,1	159,3	159,8	161,5	151,3
$Q'_I \cdot \eta_T$ ($H_{расч}$)	1,629	1,716	1,351	1,464	1,156
$Q'_I \cdot \eta_T$ (H_{max})	0,997	1,05	0,827	0,896	0,708

Аналогично предыдущему анализу, из двух подходящих по зонам работы (приложение В, рисунок В.3 и В.4) вариантов ПЛ20-В-400 и ПЛ20-В-355, в дальнейшем будем производить анализ этих, для выбора наиболее подходящей.

3.3 Проверка работы турбины при минимальном расходе

Линию ограничения по минимальному расходу с режимного поля пересчитаем в координату универсальной характеристики (рисунки В.1, В.2, В.3 и В.4) для двух значений напора H_{max} и H_{min} по формуле:

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

где Q_{min} – минимальный расход через турбину;
 D_1 – диаметр натурной турбины;
 H – напор, H_{max} или H_{min} ;
 Δ – поправка на приведенную частоту вращения натурной турбины;
 $Z = 1$ – число агрегатов, обеспечивающих минимальный попуск.
Тогда по формуле 3.11 рассчитываются расходы для ПЛ20 при разных напорах:

$$Q'_{Imin} = \frac{150}{4^2 \cdot \sqrt{13,38 \cdot 1,03}} = 0,168 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} = 168 \text{ л/с};$$

$$Q'_{Imax} = \frac{150}{4^2 \cdot \sqrt{18,8 \cdot 1,03}} = 0,142 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} = 142 \text{ л/с.}$$

Аналогично для ПЛ20-В-355: $Q'_{Imin} = 214 \text{ л/с}, Q'_{Imax} = 180 \text{ л/с.}$

Для ПЛ20-ГК-315: $Q'_{Imin} = 269 \text{ л/с}, Q'_{Imax} = 227 \text{ л/с.}$

Для ПЛ20-ГК-355: $Q'_{Imin} = 212 \text{ л/с}, Q'_{Imax} = 179 \text{ л/с.}$

Для установленной мощности проектируемой ГЭС выбираются варианты только с двумя гидроагрегатами. Также выбор допустимых гидротурбин зависит от расположения зон работ на ГУХ. Наиболее удачными турбинами для проектируемой Павло-Татаренской ГЭС являются ПЛ20-В-355, ПЛ20-В-400, ПЛ20-ГК-315 и ПЛ20-ГК-355. Данные турбины способны работать при минимальном напоре, так как линия ограничения, соответствующая приведенным расходам, не выходит за пределы рабочего диапазона универсальной характеристики.

3.4 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины

Отметка расположения рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее бескавитационной работы определяется по формуле:

$$\nabla z_{p.k.} = z_{HB}(Q_{HB}) + H_S, \quad (3.9)$$

где $z_{HB}(Q_{HB})$ – отметка уровня воды в нижнем бьефе при расходе Q_{HB} , соответствующем расчетному значению высоты отсасывания H_S .

Высота отсасывания рассчитывается для трех случаев, которые требуют наибольшего заглубления рабочего колеса:

1. работа одного агрегата с максимальной мощностью при H_{max} ;
2. работа одного агрегата с максимальной мощностью при H_p ;

3. работа одного агрегата при H_{min} и соответствующей ему мощности на линии ограничения.

Высоту отсасывания определяем по формуле:

$$H_s = B - \frac{z_{HB}(Q_{HB})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5, \quad (3.10)$$

где B – барометрическое давление, равное 10,33 м вод.ст.;
 σ – коэффициент кавитации, определяемый по ГУХ;
 H – напор турбины, определяемый уровнем верхнего бьефа и $z_{HB}(Q_{HB})$.
Результаты расчета сводим в таблицу 3.6.

Таблица 3.6 – Результаты расчета высоты отсасывания

Тип турбины	$\eta_t, \%$	$D_1, \text{м}$	$Z_a, \text{шт}$	$n_c, \text{об/мин}$	$N_a, \text{МВт}$	$H_{s1}, \text{м}$	$H_{s2}, \text{м}$	$H_{s3}, \text{м}$
ПЛ20-В-400	0,91	4	2	150	11	-0,16	-3,34	1,93
ПЛ20-В-315	0,91	3,55	2	187,5	11	-3,37	-3,66	1,29

Из всех полученных значений высот отсасывания и отметок установки РК принимаем минимальную отметку расположения рабочего колеса, которая будет обеспечивать бескавитационную работу турбины во всех режимах, т.е. имеем:

П
Л
2 П
III

2 Из оставшихся турбин была выбрана ПЛ20-В-400, так как ПЛ20-ГК-315 и ПЛ20-ГК-355 уступают выбранной по КПД при одинаковой мощности и частоте вращения. Кроме того, высота отсасывания при данном диаметре гидротурбины одна из наименьших из рассматриваемых турбин, что является экономически выгодным решением и позволяет уменьшить объем земляных работ.

θ

1 3.5 Выбор типа серийного гидрогенератора

5

: Гидрогенератор подбирается по справочным данным серийных типов по расчетному значению $19,99$ МВт при $19,99$ МВт и синхронной частоте вращения.

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$H_s = -3,66 \text{ м и } \nabla Z_{p.k.} = 19,27 \text{ м.}$$

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos \varphi} = \frac{12885}{0,85} = 15,2 \text{ МВ} \cdot \text{А.} \quad (3.11)$$

Число полюсов гидрогенератора:

$$p = \frac{6000}{n_c} = \frac{6000}{150} = 40. \quad (3.12)$$

На полученные значения активной мощности и синхронной частоты вращения по справочным данным [3] найден генератор СВ-546/90-40, данные которого представлены в таблице В.1 приложения В.

3.6 Расчет спиральной камеры

Угол охвата спиральной камеры, взятый из ГУХ (рисунок В.5) $\varphi_{\text{сп}} = 210^\circ$.

Наружный радиус входного сечения также из ГУХ:

$$r_{\text{вх}} = 1,739 \cdot D_1 = 1,63 \cdot 4 = 6,52 \text{ м.} \quad (3.13)$$

Диаметр расположения входных кромок статора: $D_{\text{вх}} = 9,8 \text{ м.}$

Диаметр расположения выходных кромок статора: $D_{\text{вых}} = 8,57 \text{ м.}$

Высота направляющего аппарата, определенная по ГУХ:

$$b_0 = 0,43 \cdot D_1 = 0,43 \cdot 4 = 1,4 \text{ м.} \quad (3.14)$$

Высота статора:

$$B_{\text{ст}} = b_0 + 0,0033 \cdot D_1 = 1,72 + 0,0033 \cdot 4 = 1,73 \text{ м.} \quad (3.15)$$

Допустимая скорость, во входном сечении взятая по графику $v_{\text{ср}} = f(H_p)$ равна: $v_{\text{вх}} = 3,35 \text{ м/с.}$

Полный расход через турбину при расчетных значениях мощности и напора:

$$Q_T = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{\text{опт}}} = \frac{11000}{9,81 \cdot 13,55 \cdot 0,91} = 90,9 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (3.16)$$

Расход через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_i = \frac{Q_T \cdot \varphi}{360} = \frac{90,9 \cdot 225}{360} = 56,8 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (3.17)$$

Площадь входного сечения:

$$F_{\text{вх}} = \frac{Q_i}{v_{\text{вх}}} = \frac{56,8}{3,35} = 16,96 \text{ м}^2. \quad (3.18)$$

Ширина входного сечения:

$$a_{bx} = r_{bx} - r_a = 16,52 - 3,10 = 3,42 \text{ м.} \quad (3.19)$$

Высота входного сечения: $b_{bx} = 5,25 \text{ м.}$

В таблице В.2 приложения В представлен расчет бетонной спиральной камеры, выполненный с использованием MicrosoftExcel.

По рассчитанным промежуточным сечениям спирали строим график $\varphi_{\text{сп}} = f(r_i)$, представленный на рисунке 3.2.

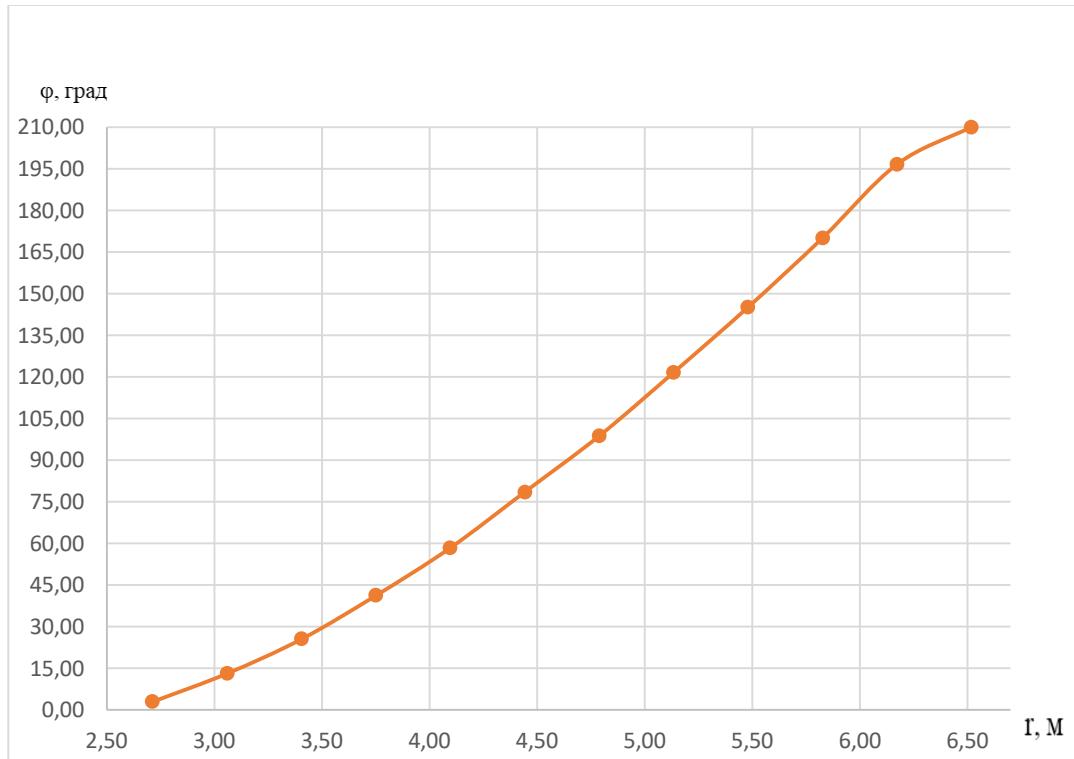


Рисунок 3.2 – График $\varphi_{\text{сп}} = f(r_i)$

Путем разбиения графика на интервалы с шагом $\varphi_i = 15^\circ$ снимаем значения, необходимые для построения спиральной камеры. Результаты заносим в таблицу 3.8.

Таблица 3.8 – Данные для построения спиральной камеры

φ°	0	15	30	45	60	75	90	105	120	135	150	165	180	195	210
$r_i, \text{м}$	2,71	3,11	3,51	3,84	4,13	4,38	4,63	4,88	5,12	5,35	5,56	5,75	5,93	6,16	6,52

Ширина подвода, определяемая из ГУХ, равна $B' = 2,928 \cdot D_1 = 18,4 \text{ м}$, что много больше допустимых 7 метров. Следовательно, необходимо установить промежуточный бычок, шириной:

$$b = 1 + \frac{Q_{max}}{400} = 1 + \frac{88,5}{400} = 1,22 \text{ м,} \quad (3.20)$$

где Q_{max} – максимальный расход через турбину, равный:

$$Q_{max} = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{расч}} = \frac{11000}{9,81 \cdot 13,55 \cdot 0,913} = 88,5 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.21)$$

Тогда ширина подвода с учетом промежуточного бычка:

$$B = B' + b = 10,6 + 1,22 = 11,82 \text{ м.}$$

По полученным данным строим бетонную спиральную камеру, представленную на рисунке В.6 в приложении В.

3.7 Выбор типа маслонапорной установки

Наиболее крупными по габаритам элементами системы регулирования гидротурбин является маслонапорная установка (МНУ), размещение которой должно быть предусмотрено при проектировании строительной части здания ГЭС. Она обеспечивает подачу масла под давлением в систему регулирования турбин.

Габаритные размеры МНУ определяются объемом масловоздушного котла, зависящего от суммарного объема сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ.

По номограмме для ПЛ гидротурбин [2] определен тип маслонапорной установки для напора 18,80 м и D1 = 4 м: МНУ 2,5/1-40-4-2, где:

- 2,5 – объем гидроаккумулятора;
- 1 – количество гидроаккумуляторов;
- 40 – сосуд, рассчитанный на давление 40 кгс/см²;
- 4 – вместительность сливного бака в м³;
- 2 – количество насосов.

3.8 Выбор электрогидравлического регулятора

Для ПЛ гидротурбины выбран ЭГР для гидроагрегата с двумя регулирующими органами. Согласно справочным данным [2], выбираем электрогидравлический регулятор типа ЭГРК-2и1-100-4, где:

- 2и1 – управляющая колонка 2и1;
- 100 – диаметр главного золотника в мм;
- 4 – гидромеханическая колонка 4-го исполнения.

3.9 Расчёт вала на прочность

Вал является одним из наиболее ответственных элементов гидротурбины. Расчет вала на прочность производим с учетом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий.

Крутящий момент:

$$M_{kp} = 0,00974 \cdot \frac{N}{n_{\text{сих}}} = 0,00974 \cdot \frac{11000}{150} = 0,714 \text{ кН} \cdot \text{м}; \quad (3.22)$$

Наружный диаметр вала (предварительно):

$$D_B^* \geq \left(\frac{5,1 \cdot M_{kp}}{\tau_{\text{доп}}} \right)^{0.33} = \left(\frac{5,1 \cdot 0,714}{30} \right)^{0.33} = 0,499 \text{ м}; \quad (3.33)$$

где $\tau_{\text{доп}} = 30 \text{ МПа}$

Полученное значение диаметра вала округляется до стандартизированного:

$$D_e = 500 \text{ мм.}$$

3.10 Расчёт подшипника

При расчете подшипника определяем его размеры и проверяем по критерию работоспособности.

Радиальную силу на рабочем колесе определяем по эмпирической зависимости:

$$R_{\text{рад}} = \frac{0,8 \cdot N}{n_{\text{сих}} \cdot D_1} = \frac{0,8 \cdot 11000}{150 \cdot 4} = 14,67 \text{ кН}; \quad (3.34)$$

Диаметр вала под подшипником d_n , с учетом облицовки, обычно принимается на $(15 \div 20)$ мм больше D_B :

$$d_n = D_B + 0,02 = 0,5 + 0,02 = 0,52 \text{ м.} \quad (3.35)$$

Для кольцевого подшипника удельное давление равно:

$$p_{y\partial} = \frac{R_{\text{рад}}}{d_n \cdot h_{\Pi}} = \frac{14,67}{0,52 \cdot 0,2} = 94,02 \text{ кПа}; \quad (3.36)$$

где $h_{\Pi} = 0,3 \text{ м}$, взят по справочным таблицам в соответствии с D_B .

Для кольцевых подшипников экспериментально получено, что допускаемое $[p_{y\partial}]$ равно:

$$[p_{y\partial}] = 29 \cdot U = 29 \cdot 8,16 = 236,7 \text{ кПа}, \quad (3.37)$$

$$U = \frac{\pi \cdot n_{\text{синх}} \cdot d_{\Pi}}{30} = \frac{3,14 \cdot 150 \cdot 0,52}{30} = 8,16 \text{ м/с}, \quad (3.38)$$

Тогда:

$$p_{y\partial} < [p_{y\partial}] \rightarrow 236,7 < 408,2 \text{ кПа} \rightarrow \text{условие выполнено.}$$

Выполним расчет сегментного подшипника.

Определим усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$\begin{aligned} R_1 &= \frac{R \text{рад}}{(1 + 2\cos \alpha + 2\cos(2\alpha))} = \\ &= \frac{14,67}{1 + 2 \cos\left(\frac{360}{8}\right) + 2\cos\left(2 \cdot \frac{360}{8}\right)} = 6,8 \text{ кН}, \end{aligned} \quad (3.39)$$

Рассчитывается удельная нагрузка на сегмент:

$$p_{уд} = \frac{R_{\text{рад}}}{l_{\text{сегм}} \cdot h_{\Pi}} = \frac{14,67}{0,17 \cdot 0,2} = 281,7 \text{ кПа}, \quad (3.40)$$

где $l_{\text{сегм}}$ - длина сегмента в окружном направлении, причем

$$l_{\text{сегм}} = \frac{0,85 \cdot \pi \cdot d_{\Pi}}{Z_{\text{сегм}}} = \frac{0,85 \cdot 3,14 \cdot 0,52}{8} = 0,17 \text{ м}. \quad (3.41)$$

Для сегментных подшипников экспериментально получено, что допускаемое $[p_{уд}]$ равно:

$$[p_{уд}] = 50 \cdot U = 50 \cdot 8,16 = 408,2 \text{ кПа}. \quad (3.42)$$

Тогда:

$$p_{y\partial} < [p_{y\partial}] \rightarrow 281,7 < 408,2 \text{ кПа} \rightarrow \text{условие выполнено.}$$

Направляющий подшипник турбины, предназначен для восприятия радиальных нагрузок. По расчетам видно, что ни в одном из подшипников удельное давление не превышает допустимого значения ($p_{y\partial} > [p_{y\partial}]$). Для установки выбираем сегментный подшипник, т.к. сегментные подшипники более технологичны, менее трудоемки при изготовлении и удобнее в эксплуатации на ГЭС.

3.11 Выбор конструктивной схемы компоновки гидротурбины

Конструктивная схема компоновки гидротурбины определяется в соответствие с ОСТ 108.023.105-84 [6].

При диаметре $D_1 = 4$ м и зонтичном типе генератора выбираем схему компоновки турбины, при которой подпятник расположен на опоре, установленной на крыше гидротурбины, а верхний подшипник генератора расположен в верхней крестовине. Наглядно схема компоновки представлена на рисунке 3.3.

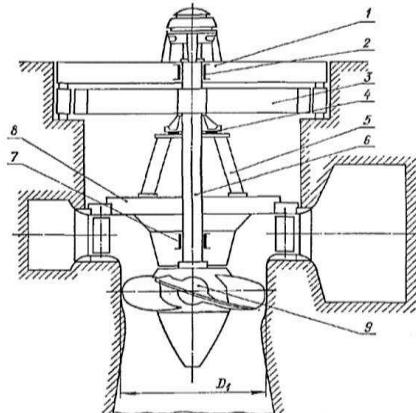


Рисунок 3.3 – Конструктивная схема компоновки гидротурбины

3.12 Выбор кранового оборудования

Масса РК гидротурбины по справочным данным: $G_t = 190$ т.

Масса ротора генератора: $G_p = 227$ т. Общий вес генератора: $G_g = 456$ т.

По вышеуказанным значениям массы, а также по данным пособия [7], принимаем к установке мостовой кран К500/100. Пролет крана $L_k = 24,5$ м, высота крюка – 2,7 м, ширина крана $B = 14$ м, высота моста крана $H = 6,8$ м.

3.13 Определение геометрических размеров здания ГЭС

Определенные выше типы турбины, гидрогенератора, крана и их основные размеры позволяют рассчитать габариты здания ГЭС по методике [8], представленной для русловых ГЭС.

Ширина агрегатного блока:

$$B_{6\text{л}} = (2,8 \div 3,2) \cdot D_1 = 3 \cdot 4 = 12 \text{ м.} \quad (3.43)$$

Длина монтажной площадки:

$$L_{\text{мп}} = 1,5 \cdot B_{6\text{л}} = 18 \text{ м.} \quad (3.44)$$

Длина здания ГЭС поперек течения:

$$L_{\text{ГЭС}} = n_{\text{арг}} \cdot B_{6\text{л}} + L_{\text{мп}} = 2 \cdot 12 + 18 = 42 \text{ м.} \quad (3.45)$$

Ширина здания ГЭС вдоль течения:

$$B_{ГЭС} = (7,5 \div 8,5) \cdot D_1 = 8 \cdot 4 = 32 \text{ м.} \quad (3.46)$$

Высоту машинного зала назначаем минимально возможными из условия проноса наиболее крупного монтажного узла. Принимаем $H_{мз} = 19,78$ м.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений

Главная электрическая схема Павло-Татаренской ГЭС должна обеспечивать выдачу мощности в различных эксплуатационных режимах и отвечать требованиям необходимой надежности, маневренности, удобствам и безопасности эксплуатации, а также условиям оптимизации затрат на оборудование и его эксплуатацию [9]. Уровень этих требований в современных условиях повышен в связи с высокой ролью и ответственностью гидроэлектростанций в обеспечении безопасности электроснабжения потребителей и надежности функционирования энергосистемы.

4.2 Выбор основного оборудования ГЭС

4.2.1 Выбор трансформаторов собственных нужд

Выбираем трансформаторы собственных нужд, по одному на каждый генератор. В соответствие с Технической политикой «РусГидро», «...в сети до 35 кВ включительно, как правило, должны применяться сухие трансформаторы».

Так как станция меньше 100 МВт, то доля мощности, потребляемой на собственные нужды генератора рассчитывается как 5% от $\sum P_{\text{г,ном}}$:

$$S_{\text{сн}} = 0,05 \cdot \frac{P_{\text{г,ном}}}{\cos\varphi} = 0,05 \cdot \frac{22,7}{0,8} = 1419 \text{ кВА}, \quad (4.1)$$

где $P_{\text{г,ном}}$ – номинальная активная мощность генератора;

$\cos\varphi$ – коэффициент мощности генератора.

Трансформаторы собственных нужд выбираем из условия, что один ТСН должен покрывать собственные нужды всей станции.

По каталогу [10], выбираем трансформатор ТМГ-1600/6,3/0,4, паспортные данные которого представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Паспортные данные трансформатора ТМГ-1600/6,3/0,4

$S_{\text{ном}}$, МВт	U , кВ		$U_{\text{кз}}$, %	ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт	Стоймость, млн.руб
	$U_{\text{вн}}$, кВ	$U_{\text{нн}}$, кВ				
1,6	6,3	0,4	6,0	1,9	16	0,8

$$S_{\text{тсн}} = 1600 \text{ кВ} \cdot \text{А} \geq S_{\text{сн}} = 1419 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

4.2.2 Выбор блочных трансформаторов

1. Для схемы с единичными блоками

Трансформатор блока должен обеспечить выдачу мощности генераторов в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвлении от генератора т.е. нагрузки собственных нужд:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_g - P_{\text{сн}}}{\cos\varphi} = \frac{22,7 - 22,7 \cdot 0,05}{0,80} = 26,96 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.3)$$

По каталогу ООО «Тольяттинский Трансформатор» выбирается силовой трансформатор без регулирования напряжения с системой охлаждения вида «ДЦ», предназначены для работы в блоке с генератором ТДН-16000/110, УХЛ1* СТО 15352615-024-2012. Паспортные данные трансформатора представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Каталожные данные трансформатора ТДН-16000/110-У1

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	ном	МВ·А	
Номинальное напряжение высшей обмотки	$U_{\text{вн}}$	кВ	
Номинальное напряжение низшей обмотки	$U_{\text{нн}}$	кВ	
Напряжение короткого замыкания	U_k		
Потери короткого замыкания	ΔP_k	кВт	
Потери холостого хода	$\Delta P_{\text{хх}}$	кВт	
Ток холостого хода	I_x		
Стоимость	K_m	млн.руб	

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

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 2405 \frac{\text{ч}}{\text{год}}. \quad (4.4)$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8729 \text{ ч}; \quad (4.5)$$

где $\mu = 1$ – частота ремонтов [12, табл. 6.5];

$T_{\text{пл}} = 30$ – время плановых простоев блока в течение года [12, табл. 6.7];

$\omega = 0,025$ – параметр потока отказов трансформатора блока [12, табл. 6.4];

$T_B = 60$ – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора [12, табл. 6.6].

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{xx} = n_T \cdot \Delta P_{xx} \cdot t_{раб} = 1 \cdot 0,085 \cdot 8729 = 165,8 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.6)$$

где n_T – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W = \frac{\Delta P_k}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,085}{1} \cdot \left(\frac{14,2}{16} \right)^2 \cdot 2405 = 161 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (4.7)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$U_{(1)} = \beta_1 \cdot \Delta W_{xx} + \beta_2 \cdot \Delta W = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 165,8 + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 161 = \\ = 1,67 \text{ тыс. руб./год}, \quad (4.8)$$

где β_1 – поправочный коэффициент, согласно Федеральной службе по тарифам [13], равный $0,6 \cdot 10^{-2}$ тыс. руб./($\text{МВт} \cdot \text{ч}$), $\beta_2 = 0,9 \cdot 10^{-2}$ тыс. руб./($\text{МВт} \cdot \text{час}$).

Для трёх блоков величина издержек:

$$U_{(2)} = U_{(1)} \cdot 2 = 1,67 \cdot 2 = 3,34 \text{ тыс. руб./год}. \quad (4.9)$$

2. Для схемы с укрупнёнными блоками

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{P_{\text{ген}} - P_{\text{сн}}}{\cos \varphi} = 2 \cdot \frac{12,5 - 12,5 \cdot 0,05}{0,8} = 30 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.10)$$

По каталогу ООО «Тольяттинский Трансформатор» выбирается силовой трансформатор без регулирования напряжения с системой охлаждения вида «ДЦ», предназначены для работы в блоках электростанций ТРДН-32000/110, УХЛ1 СТО 15352615-024-2012. Паспортные данные трансформатора представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Каталожные данные трансформатора ТРДН-32000/110

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	ном	МВ·А	
Номинальное напряжение высшей обмотки	$U_{\text{вн}}$	кВ	
Номинальное напряжение низшей обмотки	$U_{\text{нн}}$	кВ	

Продолжение таблицы 4.3

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Напряжение короткого замыкания	U_k		6,3
Потери короткого замыкания	ΔP_k	кВт	10,5
Потери холостого хода	ΔP_{xx}	кВт	145
Ток холостого хода	I_x		32
Стоимость	K_m	млн.руб	7

Потери электрической энергии:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 2405 \frac{\text{ч}}{\text{год}} \quad (4.11)$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{раб} = 8760 - \mu \cdot T_{пл} - \omega \cdot T_B = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,05 \cdot 60 = 8727 \text{ ч} \quad (4.12)$$

где $\mu = 1$ – частота ремонтов [12, табл. 6.5];
 $T_{пл} = 30$ – время плановых простоев блока в течение года [12, табл. 6.7];
 $\omega = 0,025$ – параметр потока отказов трансформатора блока [12, табл. 6.4];
 $T_B = 60$ – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора [12, табл. 6.6].

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{xx} = n_T \cdot \Delta P_{xx} \cdot t_{раб} = 2 \cdot 0,032 \cdot 8727 = 279,3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}; \quad (4.13)$$

где n_T – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W = \frac{\Delta P_k}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,145}{1} \cdot \left(\frac{30}{32} \right)^2 \cdot 2405 = 300,4 \text{ МВт} \cdot \text{ч}; \quad (4.14)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$U_{(3)} = \beta_1 \cdot \Delta W_{xx} + \beta_2 \cdot \Delta W = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 279,3 + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 300,4 = \\ = 2,84 \text{ тыс. руб./год} \quad (4.15)$$

где β_1 – поправочный коэффициент, согласно Федеральной службе по тарифам [13], равный $0,6 \cdot 10^{-2}$ тыс. руб./($\text{МВт} \cdot \text{ч}$), $\beta_2 = 0,9 \cdot 10^{-2}$ тыс. руб./($\text{МВт} \cdot \text{час}$).

Для трёх блоков величина издержек:

$$U_{(4)} = U_{(1)} + U_{(3)} = 3,34 + 2,84 = 6,18 \text{ тыс. руб./год}. \quad (4.16)$$

4.3 Выбор количества отходящих воздушных линий

Суммарная мощность, выдаваемая на РУ 110 кВ:

$$S_{\Sigma} = \left(\frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{сн}}}{\cos\varphi_{\Gamma}} \right) = 2 \cdot \left(\frac{22,7 - 1,14}{0,8} \right) = 26,96 \text{ МВ} \cdot \text{А.} \quad (4.17)$$

Натуральная мощность, передаваемая по 1 цепи 110 кВ $P_{\text{нат}} = 30 \text{ МВт}$. Коэффициент мощности системы $\cos\varphi_c = 0,85$.

Количество отходящих линий 110 кВ:

$$n_{\text{л}} = \frac{S_{\Sigma}}{P_{\text{нат}}/\cos\varphi_c} + 1 = \frac{26,96}{30/0,85} + 1 = 3,1. \quad (4.18)$$

Принимается число ВЛ 110 кВ равным $n_{\text{л}} = 2$.

Рабочий ток ВЛ 110 кВ:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{342,42}{\sqrt{3} \cdot 4 \cdot 110} = 225 \text{ А.} \quad (4.19)$$

Расчётный ток ВЛ 110 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_T \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}} = 1,1 \cdot 1,05 \cdot 70,7 = 74,3 \text{ А}, \quad (4.20)$$

где $\alpha_i = 1,05$ – коэффициент, учитывающий участие потребителя в максимуме нагрузки [12, с 91];

$\alpha_T = 1,1$ – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации [12, табл. 3.13].

По величине расчётного тока выбираем провод АС-70/11, которому соответствуют следующие характеристики [12, табл 3.15]:

Допустимый продолжительный ток $I_{\text{доп}} = 265 \text{ А}$;

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{26,96}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,141 \text{ кА.} \quad (4.21)$$

$I_{\text{п.ав}} < I_{\text{доп}}$, следовательно, выбранный провод АС-70/11 удовлетворяет условию нагрева.

4.4 Выбор схемы распределительного устройства

Так как проектируемая станция имеет мощность 22,7 МВт, а также низкие температуры в зимний период, целесообразно применить КРУЭ 110 кВ.

Принимается схема с одной системой сборных шин.

4.5 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта

Рассматриваемые схемы отличаются количеством ячеек распределительного устройства высшего напряжения. Поэтому капиталовложения оцениваются по формуле:

$$K_i = n \cdot K_t + t \cdot K_{\text{КРУЭ}} + m \cdot K_{\text{TCH}}, \quad (4.22)$$

где $K_{\text{КРУЭ}}$ - расчетная стоимость КРУЭ (ячейка КРУЭ – 15 млн.руб.);
 K_t - расчетная стоимость силового трансформатора (см. таблицу 3, 4);
 K_{TCH} - расчетная стоимость силового трансформатора (см. таблицу 5);
 n – количество трансформаторов ;
 m – количество ТЧН;
 t - количество ячеек ОРУ.

$$t = \alpha + \beta + 2 = 4 + 3 + 1 = 8 \text{ (1 случай)}$$

$$t = \alpha + \beta + 2 = 2 + 3 + 1 = 6 \text{ (2 случай)}$$

где α – количество вводных присоединений
 β – количество линий
Капиталовложения K_1^{110} для схемы с единичными блоками:

$$K_1^{110} = 2 \cdot 4700 + 3 \cdot 9700 + 5 \cdot 43,5 = 435 \text{ млн. руб}$$

Капиталовложения K_2^{110} для схемы с укрупненными блоками:

$$K_2^{110} = 8369 + 3 \cdot 9700 + 4 \cdot 36,8 = 367 \text{ млн. руб.}$$

Приведённые затраты, определяются по формуле:

$$Z_i = E_h \cdot K_i + I_i, \quad (4.23)$$

где E_h – Коэффициент нормативной эффективности капиталовложений в энергетику по приказу Минстроя РФ , равный 15 %.

$$Z_1 = 0,15 \cdot 435000000 + 3339 = 65253 \text{ тыс. руб./год.}$$

$$Z_2 = 0,15 \cdot 367000000 + 2844 = 55192 \text{ тыс. руб./год.}$$

Рассчитаем разницу между вариантами:

$$P = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\% = \frac{65253 - 55192}{65253} \cdot 100\% = 15,42\%. \quad (4.24)$$

Поскольку разница капиталовложений между укрупненным блоком и одиночным блоком более 5 %, а именно 15,42 %, варианты являются экономически не равноценными, но для обеспечения высокой надёжности работы и простоты схемы выбираем одиночный блок.

4.6 Расчёт токов короткого замыкания

4.6.1 Расчёт исходных данных

Определим сопротивления всех элементов цепи в именованных единицах. Сопротивления синхронного генератора:

$$x_g = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}} = 0,76 \cdot \frac{6,3^2}{15,6} = 1,93 \text{ Ом}, \quad (4.25)$$

где x_d'' – сверхпереходное сопротивление генератора;
 $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность генератора;
 $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение генератора.

$$r_g = \frac{x_g}{\omega \cdot T_{a,g}} = \frac{1,93}{314 \cdot 0,045} = 0,14 \text{ Ом}, \quad (4.26)$$

где ω – угловая частота, равная 314 рад/с;
 $T_{a,g}$ – постоянная времени затухания апериодической составляющей, равная 0,045 с.

Сопротивления силового трансформатора:

$$x_T = \frac{u_{k3\%}}{100} \cdot \frac{U_{\text{BH}}^2}{S_{\text{ном}}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{16} = 86,79 \text{ Ом}, \quad (4.27)$$

где $u_{k3\%}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора;
 U_{BH} – напряжение обмотки высшего напряжения трансформатора.

$$r_t = \Delta P_k \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{nom}^2} = 0,85 \cdot \frac{115^2}{16^2} = 4,4 \text{ Ом}, \quad (4.28)$$

где S_{nom} – полная номинальная мощность трансформатора;
 ΔP_k – потери КЗ в трансформаторе.
Сопротивления ВЛ 110 кВ:

$$x_{VL} = x_{o,уд} \cdot l = 0,444 \cdot 40 = 17,76 \text{ Ом}, \quad (4.29)$$

где $x_{o,уд}$ – удельное индуктивное сопротивление ВЛ;
 l – длина ВЛ;
 n – число параллельных линий.

$$r_{VL} = r_{o,уд} \cdot l = 0,422 \cdot 40 = 16,88 \text{ Ом}, \quad (4.30)$$

где $r_{o,уд}$ – удельное активное сопротивление ВЛ.
Сопротивление системы:

$$x_c = \frac{U_{61}^2}{S_{K,3}} = \frac{110^2}{100} = 121 \text{ Ом}, \quad (4.31)$$

где U_{61} – базисное напряжение системы;
 $S_{K,3}$ – мощность короткого замыкания системы;

$$r_c = \frac{x_c}{T_{a,C} \cdot \omega} = \frac{121}{0,025 \cdot 314} = 15,41 \text{ Ом}. \quad (4.32)$$

ЭДС генераторов:

$$E_r = E''_* \cdot U_{62} = 1,13 \cdot 6,3 = 15,59 \text{ кВ}, \quad (4.33)$$

где U_{62} – базисное напряжение генератора;
 E''_* – сверхпереходная ЭДС для генератора с демпферной обмоткой.
ЭДС системы:

$$E_c = E''_* \cdot U_{61} = 1 \cdot 115 = 115 \text{ кВ}, \quad (4.34)$$

где E''_* – значение сверхпереходной ЭДС для энергосистемы.
Коэффициент трансформации:

$$K_1 = \frac{U_{HH}}{U_{BH}} = \frac{6,6}{115} = 0,057. \quad (4.35)$$

4.6.2 Расчёт токов короткого замыкания в ПК RastrWin

Ниже представлены таблицы с внесенными в ПК исходными данными для расчета трехфазного и однофазного КЗ на шинах распределительного устройства и трехфазного КЗ на главных выводах генератора. Принцип нумерации узлов изображён на рисунке 4.1, а исходных данных по ветвям – на рисунке 4.2.

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_nom
1				у	1	Генератор 1		6
2				у	2	Генератор 2		6
3				у	3	Блок 1		6
4				у	4	Блок 2		6
5				у	5	КРУЭ		115
6				у	6	ЕЭС		115

Рисунок 4.1 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	Kт/J	Kт/r
1			Выкл			Выкл	1	3	Генератор 1 - Блок 1						
2			Выкл			Выкл	2	4	Генератор 2 - Блок 2						
3			Тр-р			Тр-р	3	5	Блок 1 - КРУЭ	4,39	86,79				0,057
4			Тр-р			Тр-р	4	5	Блок 2 - КРУЭ	4,39	86,79				0,057
5			ЛЭП			Выкл	5	6	КРУЭ - ЕЭС	16,88	17,76				

Рисунок 4.2 – Исходные данные по ветвям

На рисунке 4.3 изображены исходные данные по генераторам.

S	s0	Nагр	Название	N_узла	r	x	r2	x2	r0	x0	E	▲	I1	dI1	Ia	dIa	Ib	dIb	Ic	dIc
1		1		1	0,137	1,934	0,137	1,93	0,411	5,80	7,120									
2		1		2	0,137	1,934	0,137	1,93	0,411	5,80	7,120									
3		1		6	15,410	121,000	15,410	121,00	15,410	121,00	115,000	0,465	-76,905	0,466	-76,901	-0,464	-17,008	0,464	43,193	

Рисунок 4.3 – Исходные данные по генераторам

На рисунках 4.4 и 4.5 изображены результаты расчёта токов трёхфазного КЗ на выводах генераторов и КРУЭ 110кВ соответственно.

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1
	1	1	ЗФ	1			2,1568	-85,90

Рисунок 4.4 – Результат расчёта трёхфазного КЗ на выводах генераторов

Узлы/Несим/ИД		Ветви/Несим/ИД		Генератор/Несим		Состав/Несим			
S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1	
	1	1	3ф	5			2,0839	-84,81	

Рисунок 4.5 – Результат расчёта трехфазного КЗ на КРУЭ

На рисунке 4.6 изображён результат расчёта тока однофазного КЗ на КРУЭ 110 кВ.

Узлы/Несим/ИД		Ветви/Несим/ИД		Генератор/Несим		Состав/Несим			
S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1	
	1	1	1ф	5			1,0089	-84,78	

Рисунок 4.6 – Результат расчёта однофазного КЗ на КРУЭ 110 кВ

4.6.3 Результаты расчёта токов короткого замыкания

Результаты расчетов токов КЗ представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Результаты расчетов токов КЗ

Вид несимметрии	Тип ТКЗ	$I_{\text{п.о.}}$, кА	i_y
1ф	КРУЭ 110 кВ	3,03	7,35
3ф	КРУЭ 110 кВ	2,08	5,06
3ф	Вывода генераторов 6,3 кВ	2,16	5,92

$I_{\text{КРУЭ}}^{(1)} = 7,35 \text{ кA} > I_{\text{КРУЭ}}^{(3)} = 5,06 \text{ кA}$, следовательно, величина тока однофазного КЗ на КРУЭ 110 кВ является расчётной для проверки выключателей на отключающую способность.

4.7 Выбор и проверка оборудования

Выбор и расчёт токоведущих частей аппаратов и проводников – важнейший этап проектирования любой электроустановки, от которого в значительной степени зависит надёжность её работы.

При выборе электрических аппаратов необходимо обеспечить выполнение нескольких требований:

1. длительно проводить рабочие токи без чрезмерного повышения температуры;
2. противостоять кратковременному электродинамическому и тепловому действию токов КЗ;
3. выдерживать механические нагрузки, создаваемые собственной массой и массой связанных с ними аппаратов, а также усилия, возникающие в

результате атмосферных воздействий; это требование учитывается при механическом расчете ЛЭП и РУ;

4. удовлетворять требованиям экономичности электроустановки.

4.7.1 Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режима

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

$$I_{\text{раб. max}} = 1,05 \cdot I_{\text{г, nom}} = 1,05 \cdot 1,43 = 1,5 \text{ кA}; \quad (4.36)$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{\text{раб. max(РУВН)}} = \frac{S_{\text{г, nom}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{т, nom}}} = \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,29 \text{ кA}; \quad (4.37)$$

Рабочий ток в линиях связи с системой 110 кВ в нормальном режиме:

$$I_{\text{л раб. max}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{27}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 115} = 0,07 \text{ кA}. \quad (4.38)$$

Расчетный ток утяжеленного режима при отключении одной линии:

$$I_{\text{л раб.утяж.}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{27}{(2 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 115} = 0,14 \text{ кA}. \quad (4.39)$$

4.7.1.1 Выбор выключателей и разъединителей

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

Используя каталог производителя ОАО ВО «Электроаппарат» для генераторного напряжения выбираем элегазовый выключатель ВГГ-15-50/6300 и разъединитель РВР-20/8000 МУ3. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГГ-15-50/6300	Разъединитель РВР-20/8000 МУ3
$U_{\text{сети ном}} = 6,3 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\Gamma,\text{раб}} = 1502 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 8000 \text{ А}$
$I_{n0} = 2,16 \text{ кА}$	$I_{\text{пс.скв}} = 63 \text{ кА}$	$i_{\text{эл.ст}} = 125 \text{ кА}$
$i_y = 5,92 \text{ кА}$	$i_{\text{ник.скв}} = 130 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 50 \text{ кА}$
	$I_{\text{ном.откл}} = 63 \text{ кА}$	$t_{\text{откл}} = 3 \text{ с.}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{n0}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{пз}}) =$ $= 32,12^2 \cdot (0,04 + 0,01) =$ $= 51,6 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$

Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов, представлены в таблице 4.6

Таблица 4.6 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
В цепи статора:				
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8
В цепи ротора:				
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8
Синхронизатор	AC-М3	RS485	0,5	10
				$\Sigma = 26 \text{ В·А}$

Выбран, производимый российской компанией ООО «АСУ-ВЭИ», микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС-М3. Предназначен для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации, а также для включения в сеть синхронного компенсатора, работающего в режиме выбега. АС-М3 изготавливается в климатическом исполнении У категории размещения 4 по ГОСТ 15150 (температура окружающего воздуха от 1 до 45°C; верхнее предельное значение температуры 55°C; относительная влажность воздуха 98 % при температуре 35°C).

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

Прибор автоматически контролирует основные показатели качества электроэнергии и сопоставляет с нормативными значениями (в соответствии с ГОСТ 13109-97), что позволяет отслеживать отклонения от нормативных

параметров, а, следовательно – предотвращать аварийные ситуации и существенно сократить эксплуатационные расходы на ремонт оборудования, обеспечив его работоспособность, надежность и долговечность. Подключение к сети напряжением свыше 0,4 кВ производится через измерительный трансформатор напряжения.

4.7.1.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбирается трансформатор тока ОТТ-20кВ. Производитель ООО «ПРОФОТЕК». Проверка трансформатора тока ОТТ-20кВ представлена в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Проверка трансформатора тока ЦТТ-20кВ

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 6,3 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\Gamma, \text{раб}} = 5170 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 6000 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ОТН-20кВ. Производитель ООО «ПРОФОТЕК». Параметры трансформатора напряжения ЦТН-20кВ представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Выбор и проверка трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 6,3 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$

Для защиты трансформатора от перенапряжений цепи 6,3 кВ устанавливаем со стороны низшего напряжения ОПН – 20 УХЛ1 фирмы ОАО «УралЭнерго».

4.7.1.3 Выбор параметров КРУЭ

Достоинством КРУЭ является многофункциональность — в одном корпусе совмещены сборные шины, выключатель, разъединители с заземлителями, трансформаторы тока и напряжения, что существенно уменьшает размеры и повышает надежность. Подстанция с модулем КРУЭ занимает 5–10% площади подстанции с открытым распределительным устройством. Благодаря такой компактности подстанция может быть размещена в густонаселенных районах, гористой местности и т.д.

КРУЭ отличаются высокой надежностью, которая обеспечивается высокими изоляционными и дугогасительными свойствами элегаза (шестифтористая сера SF_6) и сведением к минимуму неблагоприятных атмосферных воздействий. Для рассмотрения выбираем ячейку КРУЭ ЯГГ-110 производства «Электроаппарат». Данные по выбору КРУЭ 110кВ представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Сводная таблица по выбору КРУЭ 110кВ

Расчетные данные	Каталожные данные Ячейка ЯГГ-110У
$U_{\text{сети ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 290 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 800 \text{ А}$
$I_{\text{по}} = 15,54 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном.}} = 50 \text{ кА}$
$i_y = 24,17 \text{ кА}$	$I_{\text{терм}} = 50 \text{ кА}$ $t_{\text{терм}} = 3 \text{ с}$
$B_{\text{k.расч}} = I_{\text{n0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 15,54^2 \cdot (0,08 + 0,01)$ $= 21,73 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{k.ном}} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$

КРУЭ серии ЯГГ-110 с током 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. Шкафы управления КРУЭ оснащены цифровыми терминалами, позволяющими реализовать систему «Цифровая подстанция» согласно МЭК 61850. Измерительные трансформаторы тока и напряжения, устанавливаемые в КРУЭ могут быть как электромагнитными с МОУ устройствами, так и полностью цифровыми. Технические характеристики ячейки КРУЭ представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Технические характеристики ячейки КРУЭ

Номинальное напряжение, кВ	$U_{\text{ном}} = 110$
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	121
Номинальный ток отключения выключателя, кА	50
Параметры сквозного тока отключения выключателя, кА	
Ток электродинамической стойкости, кА	$I_d = 1255$
Ток термической стойкости, кА	$I_T = 50$
Время протекания тока термической стойкости, с	3
Испытательное напряжение промышленной частоты 50 Гц, кВ	440
Испытательное напряжение грозового импульса, кВ	550
Параметры трансформаторов тока (класс точности вторичных обмоток)	
Для учета	0,25
Для измерений	0,5
Для защиты	10р
Параметры трансформаторов напряжения (класс точности вторичных обмоток)	
Для учета	0,2
Для измерений	0,5
Для защиты	3р
Номинальный ток, А	
Линейной ячейки	3150
Сборных шин	4000

5 Микропроцессорные электрические защиты гидрогенератора

5.1 Состав защит блока

Согласно [8, п. 3.2.72, 3.2.74, 3.2.85, 3.2.86], для ГГ предусматриваются следующие электрические защиты:

- защита от замыканий на землю 100% обмотки статора ГГ;
- продольная дифференциальная защита ГГ от коротких замыканий (КЗ) в обмотке статора ГГ и на его выводах;
- дистанционная защита (ДЗ) от внешних КЗ;
- защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных КЗ и несимметричных перегрузок ГГ;
- защита от симметричных перегрузок статора ГГ;
- защита от перегрузки обмотки ротора ГГ током возбуждения, контроль длительности форсировки;
- защита от повышения напряжения на статоре ГГ;
- защита от замыканий на землю обмотки ротора ГГ;
- защита от асинхронного режима с потерей возбуждения ГГ;
- защита от асинхронного режима без потери возбуждения ГГ;
- устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) ГГ.

5.2 Расчет номинальных первичных и вторичных токов

Для расчета необходимо знать номинальные первичные и вторичные токи со стороны генераторного напряжения ($U_{\text{ГЕН}}$).

Номинальный ток на генераторном напряжении:

$$I_H^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ГЕН}}} = \frac{15600}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 1430 \text{ А.} \quad (5.1)$$

Номинальный ток на генераторном напряжении, приведенный к низшей стороне трансформатора тока (ТТ):

$$I_H^{(2)} = \frac{I_H^{(1)} \cdot k_{\text{CX}}}{k_{\text{TT}}} = \frac{1430 \cdot 1}{1500/5} = 4,77 \text{ А.} \quad (5.2)$$

Так же в расчете необходимы значения первичных и вторичных токов возбуждения ГГ. Требуемая мощность вспомогательного ГГ (ВГ):

$$S_{\text{ВГ,ТРЕБ}} = \frac{I_{\text{НОМ,РОТ}}}{1,2255} \cdot U_{\text{НОМ,РОТ}} = \frac{860}{1,2255} \cdot 190 = 133,3 \text{ кВА.} \quad (5.3)$$

Принят ВГ СВ – 125/30–48 мощностью 300 кВА. Номинальный первичный ток ВГ:

$$I_{\text{НОМ,ВГ}}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМ,ВГ}}}{U_{\text{НОМ,ПОТ}}} = \frac{160000}{\sqrt{3} \cdot 190} = 486,2 \text{ А.} \quad (5.4)$$

Номинальный ток ВГ, приведенный к низшей стороне ТТ:

$$I_{\text{НОМ,ВГ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НОМ,ВГ}}^{(1)}}{k_{\text{ТТ}}} = \frac{486,2}{500/5} = 4,86 \text{ А.} \quad (5.5)$$

5.3 Описание и расчет уставок микропроцессорных электрических защит

5.3.1 Продольная дифференциальная защита обмотки статора ГГ

Продольная дифференциальная защита ГГ является основной быстродействующей чувствительной ($I_{\text{CP}} < 0,2 \cdot I_{\text{H}}$) защитой от междуфазных КЗ в обмотке ГГ и на его выводах.

Защита выполняется трехфазной и подключается к ТТ в линейных выводах статора ГГ и к ТТ в нейтральных выводах.

Номинальный ток статора ГГ: $I_{\text{H}} = 1430 \text{ А}$; коэффициент трансформации ТТ: $k_{\text{ТТ}} = 1500/5 \text{ А}$.

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

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

где $K_{\text{ОДН}} = 0,5$ – коэффициент однотипности ТТ, о.е.;

$f_i = 0,1$ – относительная погрешность ТТ, о.е.

Уставка выбирается из условия:

$$I_{\text{CP},0} \geq K_{\text{H}} \cdot I_{\text{НБ(НАЧ)}} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_{\text{H}} = 0,1 \cdot I_{\text{H}}, \quad (5.7)$$

где $K_{\text{H}} = 2$ – коэффициент надежности, о.е.

Принимаем уставку: $I_{\text{CP},0} = 0,15 \cdot I_{\text{H}} = 214,5 \text{ А}$.

Выбор коэффициента торможения. Коэффициент торможения K_{T} определяет чувствительность защиты к повреждениям при протекании тока нагрузки. Величина K_{T} выбирается с учетом отстройки защиты от токов небаланса, вызванных погрешностями ТТ при сквозных КЗ.

Максимальный ток небаланса будет протекать в защите при внешнем трехфазном КЗ. Ток небаланса при трехфазном КЗ:

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

где $K_{AP} = 2$ – коэффициент апериодической составляющей тока КЗ, о.е.;
 $f_i = 0,1$ – относительная погрешность ТТ, о.е.;
 $K_{ODN} = 0,5$ – коэффициент однотипности ТТ, о.е.;
 I_{MAX} – максимальный ток через ТТ в линейных выводах при внешнем трехфазном КЗ в цепи генераторного напряжения, А.

$$I_{MAX} = \frac{E''_r}{x_d''} \cdot I_H = \frac{1,05}{0,39} \cdot 1430 = 4143 \text{ А.} \quad (5.9)$$

Таким образом, согласно (5.8), максимальный ток небаланса:

$$I_{NB(KZ)} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 4143 = 414,3 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{NB(KZ)} \cdot K_H}{I_T}, \quad (5.10)$$

где $I_T = I_{MAX}$ – ток трехфазного КЗ на выводах ГГ, А;
 $K_H = 2$ – коэффициент надежности, о.е.

Подставив в (5.11) известные значения получим:

$$K_T > \frac{414,3 \cdot 2}{4143},$$

$$K_T > 0,2.$$

Принимаем уставку $K_T = 0,3$.

Выбор уставки начального торможения. Уставка начального торможения (увеличивает зону работы защиты без торможения):

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

$$I_{HT} = 0,3 \cdot I_H = 2,38 \text{ А.} \quad (5.12)$$

Выбор тормозного тока защиты. Тормозной ток B определяет точку излома характеристики срабатывания. При выборе B должно выполняться условие:

$$B^* \geq \frac{I_{CP}^*}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,2. \quad (5.13)$$

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

$$B = 1,5 \cdot I_H = 7,15 \text{ А.} \quad (5.14)$$

Выбор уставки токовой отсечки. Для обеспечения надежной работы при больших токах КЗ в зоне действия, предусматривается токовая отсечка с током срабатывания $I_{\text{OTC}} = (5 \div 6) \cdot I_{\text{H}}$. Принимаем уставку: $I_{\text{OTC}} = 6 \cdot I_{\text{H}} = 8580 \text{ A}$. На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты ГГ Павло-Татаренской ГЭС.

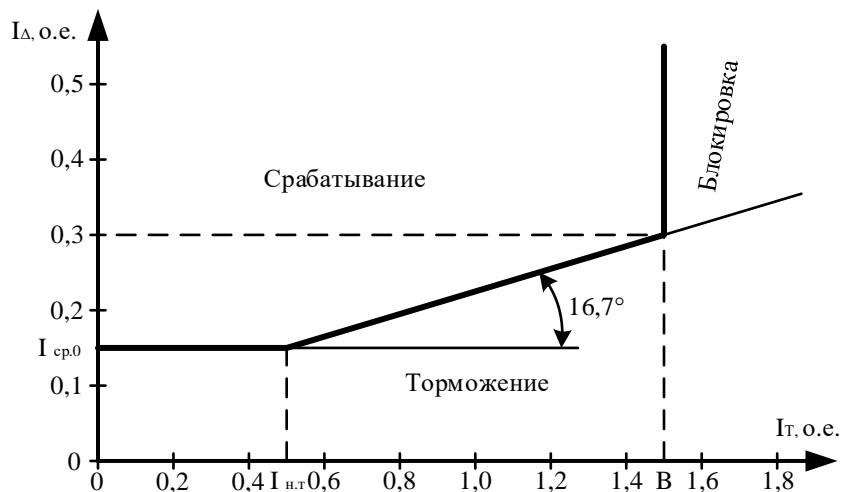


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты ГГ

Защита действует на отключение ГГ, гашение полей, останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов (АРЗ) и на пуск системы водяного пожаротушения (СВПТ) ГГ.

5.3.2 Защита от однофазных замыканий на землю обмотки статора

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения. 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 $3U_0$ трансформатора напряжения (ТН) линейных выводов ГГ, измеряемое обмоткой «разомкнутый треугольник».

Напряжение срабатывания (U_{CP}) 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 однофазном замыкании на землю (ОЗЗ) на стороне ВН. Расчет ($U_{0 \text{ эл.ст.}}$) выполнен в соответствии с методикой, рекомендованной [9].

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

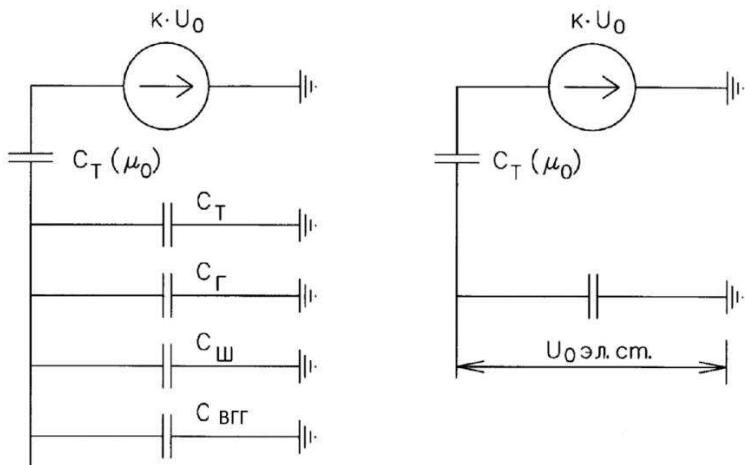


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

На рисунке 2 приведены следующие обозначения:

- C_{Γ} – емкость одной фазы обмотки статора ГГ на землю;
- C_T – емкость одной фазы обмотки низшего напряжения (НН) трансформатора на землю;
- $C_{\text{Ш}}$ – емкость шинопровода по отношению к земле;
- $C_{\text{ВГГ}}$ – емкость генераторного выключателя.

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения рассчитана по формуле (5.18).

$$C_{\Sigma} = C_T + C_{\Gamma} + C_{\text{Ш}} + C_{\text{ВГГ}} = 0,007 + 0,05 + 0,008 + 0,15 = \\ = 0,665 \text{ мкФ/фазу.} \quad (5.15)$$

Суммарный емкостной ток сети генераторного напряжения:

$$I_C = \sqrt{3} \cdot U_{\text{Л}} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = \sqrt{3} \cdot 6300 \cdot 314 \cdot 0,665 \cdot 10^{-6} = 11,54 \text{ А.} \quad (5.16)$$

Напряжение нулевой последовательности на выводах ГГ при ОЗЗ на стороне 110 кВ:

$$U_0 \text{ эл.ст.} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}}, \quad (5.17)$$

где K – коэффициент, учитывающий распределение напряжения U_0 по обмотке высшего напряжения (ВН) трансформатора. В соответствии с [9] для трансформаторов, работающих с глухозаземленной нейтралью, $K = 0,5$;

$C_T(\mu_0)$ – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора, $C_T(\mu_0) = 0,012 \text{ мкФ/фазу}$;

U_0 – напряжение нулевой последовательности при ОЗЗ на стороне высшего напряжения трансформатора.

U_0 рассчитывается по формуле (5.17):

$$U_0 = \frac{U_{\text{НОМ,ВН}}/\sqrt{3}}{3} = 46,57 \text{ кВ.} \quad (5.18)$$

Тогда напряжение нулевой последовательности на выводах ГГ при ОЗЗ на стороне 110 кВ по формуле (5.20):

$$U_0 \text{ эл.ст.} = 0,5 \cdot 46,57 \cdot \frac{0,012}{0,012+1,537} = 180,39 \text{ В.}$$

Расчетное значение $U_0 \text{ эл.ст.} = 180,39 \text{ В.}$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения (5.19):

$$U_{\text{CP}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3}{n_{\text{TH}}} \cdot U_0 \text{ эл.ст.}, \quad (5.19)$$

где $K_H = 1,5$ – коэффициент надежности, о.е.;

n_{TH} – коэффициент трансформации ТН, о.е.;

$K_B = 0,95$ – коэффициент возврата, о.е.

$$U_{\text{CP}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3}{\frac{6300 \cdot \sqrt{3}}{100}} \cdot 164 = 7,12 \text{ В,}$$

$$U_{\text{CP}} \geq 7,12 \text{ В.}$$

U_0 имеет уставку срабатывания по напряжению нулевой последовательности, регулируемую в диапазоне от 5 до 20 В. Принимаем следующие уставки: U_{01G} с уставкой 8 В с выдержкой времени 6,0 с действует на сигнал; U_{02G} с уставкой 15 В и выдержкой времени 0,5 с, которая действует на разгрузку агрегата; U_{0G} с уставкой 15 В и выдержкой времени 0,5 с с действием на отключение генераторного выключателя, гашение полей ГГ, останов турбины и сброс АРЗ.

Второй орган U_{03} реагирует на соотношение напряжения третьей гармоники в нейтрали и на выводах ГГ и защищает порядка 30% витков обмотки статора со стороны нулевых выводов. Для органа U_{03} уставка по коэффициенту торможения K_T регулируется от 1 до 3.

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

$$X = \frac{1}{K_T + 2}. \quad (5.20)$$

При $K_T = 1,2$ орган U_{03} работает селективно и защищает 31,25 % обмотки статора со стороны нулевых выводов. Защита с выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя ГГ, гашение полей и останов турбины со сбросом АРЗ.

5.3.3 Защита от повышения напряжения

Защита от повышения напряжения (ЗПН) имеет две ступени:

Уставка защиты $U_2 >$ выбирается по формуле (5.26):

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 6300}{6300/100} = 140 \text{ В.} \quad (5.21)$$

При повышении напряжение на 40% и более защита действует на разгрузку, останов ГГ и гашение полей.

В дополнение к предыдущей ступени на генераторе предусмотрен второй орган $U_1 >$ с уставкой $1,2 \cdot U_H$, предназначенный для защиты ГГ при повышении напряжения на 20% при работе на холостом ходу (ХХ) или при сбросе нагрузки. $U_1 >$ вводится в работу в режиме ХХ ГГ.

Уставка $U_1 >$ рассчитывается по формуле (5.27):

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 6300}{6300/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.22)$$

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи ГГ и на стороне 110 кВ, принимается минимальной и равной $0,09 \cdot I_H$. Защита с выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя ГГ и гашение полей.

5.3.4 Защита обратной последовательности

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

Защита реагирует на ток обратной последовательности I_2^* :

$$I_2^* = I_2 / I_H, \quad (5.23)$$

где I_2 – ток обратной последовательности в первичной цепи ГГ, А;

I_H – номинальный ток ГГ в первичной цепи, А.

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_2^{*2}}, \quad (5.24)$$

где $A = 20 \text{ A}^2/\text{с}$ – параметр, заданный заводом-изготовителем.

Защита содержит следующие функциональные органы: сигнальный орган (СО) ($I_{2\text{Сигн}}$), срабатывающий при увеличении тока I_2 выше значения уставки срабатывания с независимой выдержкой времени (действует на сигнал).

Принимаем уставку СО: $I_{2\text{Сигн}}^* = 0,07$;

$$I_{2\text{Сигн}} = 0,07 \cdot I_H = 0,31 \text{ А.} \quad (5.25)$$

Пусковой орган (ПО) ($I_{2\text{пуск}}$) срабатывает без выдержки времени при увеличении значения I_2 выше уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа (ИО). Ток срабатывания ПО выбирается по условию обеспечения надежного пуска ИО при $t_{\text{макс}} = 800 \text{ с}$.

Тогда:

$$I_2^* = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{800}} = 0,18. \quad (5.26)$$

Уставка равна:

$$I_{2\text{пуск}}^* = \frac{I_2^*}{K_H} = \frac{0,22}{1,2} = 0,183, \quad (5.27)$$

где $K_H = 1,2$ – коэффициент надежности.

$$I_{2\text{пуск}} = 0,15 \cdot I_H = 0,87 \text{ А.} \quad (5.28)$$

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{40}{0,183^2} = 1194 \approx 1200 \text{ с.}$$

ИО срабатывает при удаленных несимметричных режимах, сопровождающихся токами перегрузки I_2 с зависимостью от тока выдержкой времени, определяемой уравнением:

$$t_{\text{CP}} = \frac{40}{I_2^{*2}}, \quad (5.29)$$

$$A_{\text{ИО}} = 40 = I_2^{*2} \cdot t_{\text{CP}}. \quad (5.30)$$

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

Таблица 5.1 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

I_2^* , о.е.	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
t_{CP} , с	40	111	160	250	444	1000

Характеристика ИО защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных КЗ (I_2) представлена на рисунке 5.3.

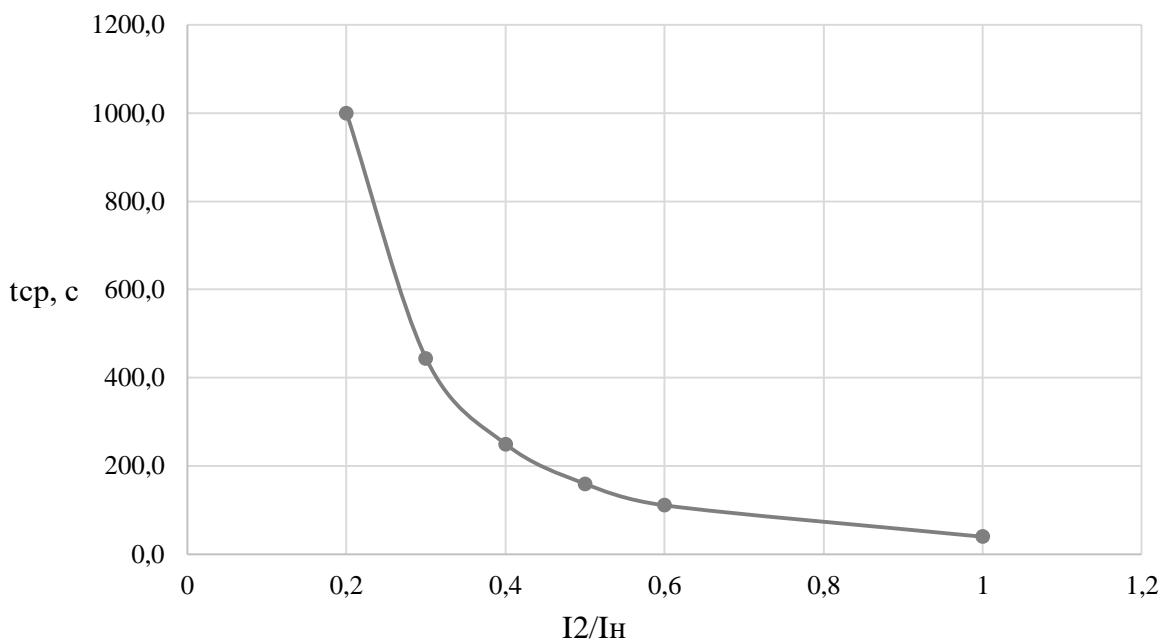


Рисунок 5.3 – Характеристика ИО защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных КЗ (I_2)

Исходя из характеристики срабатывания ИО время срабатывания принимаем: $t_{\min} = 40$ с, $t_{\max} = 1000$ с. ИО имитирует процесс охлаждения статора ГГ после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. При этом промежуток времени, за который перегрев ГГ снижается от максимально допустимой величины до 0,135 от этой величины, условно называется временем «полного охлаждения» ($t_{OХЛ}$) и регулируется в диапазоне от 10 до 999 с. Этот параметр выставляется согласно указаниям завода-изготовителя ($t_{OХЛ} = 100$ с).

Орган токовой отсечки (ТО) (I_{20TC}) срабатывает с независимой выдержкой времени при увеличении тока I_2 выше уставки срабатывания органа и является защитой от внешних несимметричных КЗ.

Ток срабатывания органа ТО определяется из следующих условий:

- из условия предотвращения перегрева ротора при протекании тока обратной последовательности;
- из условия обеспечения чувствительности при двухфазном КЗ на отходящих воздушных линиях (ВЛ);

– 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 110 кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов:

$$I_{2C3.}^* \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^{(2)}}{K_q} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (X_{d,\text{ВН}}'' + X_T + X_L)}, \quad (5.31)$$

где K_q – коэффициент чувствительности, о.е.;

$X_{d,\text{ВН}}''$ – сверхпереходное сопротивление ГГ по продольной оси, приведенное к стороне ВН, вычисляемое по формуле (5.31), о.е.;

X_T – сопротивление трансформатора блока, рассчитываемое по формуле (5.39), о.е.;

X_L – эквивалентное реактивное сопротивление ВЛ, вычисляемое по формуле (5.34), о.е.

$$X_{d,\text{ВН}}'' = X_d'' \cdot \left(\frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}}\right)^2 = 0,39 \cdot \left(\frac{115}{6,3}\right)^2 = 129,95 \text{ о.е.}, \quad (5.32)$$

где X_d'' - сверхпереходное сопротивление обратной последовательности ГГ по продольной оси.

$$X_T = \frac{u_{K\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_H} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{15,6}{16} = 0,102 \text{ о.е.}, \quad (5.33)$$

где $u_{K\%}$ – напряжение КЗ трансформатора, %;

S_6 – базисная мощность, равная номинальной полной мощности ГГ, МВА;

S_H – номинальная полная мощность трансформатора, МВА.

$$X_L = X_{0,\text{уд}} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 17,8 \cdot \frac{15,6}{115^2} = 0,021 \text{ о.е.}, \quad (5.34)$$

где $X_{0,\text{уд}}$ – удельное реактивное сопротивление линии, Ом/км;

l – длина ВЛ, км;

S_6 – то же, что в формуле (37);

U_6 – номинальное напряжение ВЛ, кВ.

Зная сопротивления можно рассчитать относительное значение тока при двухфазном КЗ в конце ВЛ 110 кВ:

$$I_{2C3.}^* \leq \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (130 + 0,102 + 0,021)} = 0,003.$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2\text{C.3.}}^* = 2 \cdot I_{2\text{C.3.}}^* \cdot k_T = 2 \cdot 0,003 \cdot \left(\frac{115}{6,3}\right) = 0,108 \text{ о. е.} \quad (5.35)$$

Ток срабатывания выбирается исходя из согласования по чувствительности с резервными защитами линии. В связи с отсутствием необходимых данных принимаем уставку срабатывания согласно выражению (5.36):

$$I_{2\text{C.3.}} = 0,108 \cdot I_H = 0,95 \text{ А.} \quad (5.36)$$

ТО действует с выдержкой времени 7,0 с на отключение СВ, с выдержкой времени 7,5 с на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей трансформаторов собственных нужд (ТСН), с выдержкой времени 8,0 с на отключение выключателя ГГ и гашение полей.

5.3.5 Защита от симметричных перегрузок гидрогенератора

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок обмотки статора. Защита выполнена с зависимостью от тока выдержкой времени и содержит следующие функциональные органы: СО, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания и действующий в предупредительную сигнализацию.

Уставка СО:

$$I_{\text{СИГН}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H, \quad (5.37)$$

где $K_H = 1,05$ – коэффициент надежности, о.е.;

$K_B = 0,98$ – коэффициент возврата, о.е.

$$I_{\text{СИГН}} = 1,05 \cdot I_H = 5,1 \text{ А.} \quad (5.38)$$

Выдержка времени СО: $t = 0,9$ с.

ПО, срабатывающий без выдержки времени при увеличении тока выше уставки срабатывания и осуществляющий пуск ИО.

Уставка ПО:

$$I_{1\text{ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 \cdot I_H, \quad (5.39)$$

$$I_{1\text{ПУСК}} = 1,1 \cdot I_H = 5,24 \text{ А.} \quad (5.40)$$

ИО срабатывает с зависимой выдержкой времени. Уставка ИО определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Уставка ИО, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

Кратность перегрузки (I/I_H), о.е.	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2	2,2
Длительность перегрузки, с	3800	1200	450	340	280	160	80	3	1

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

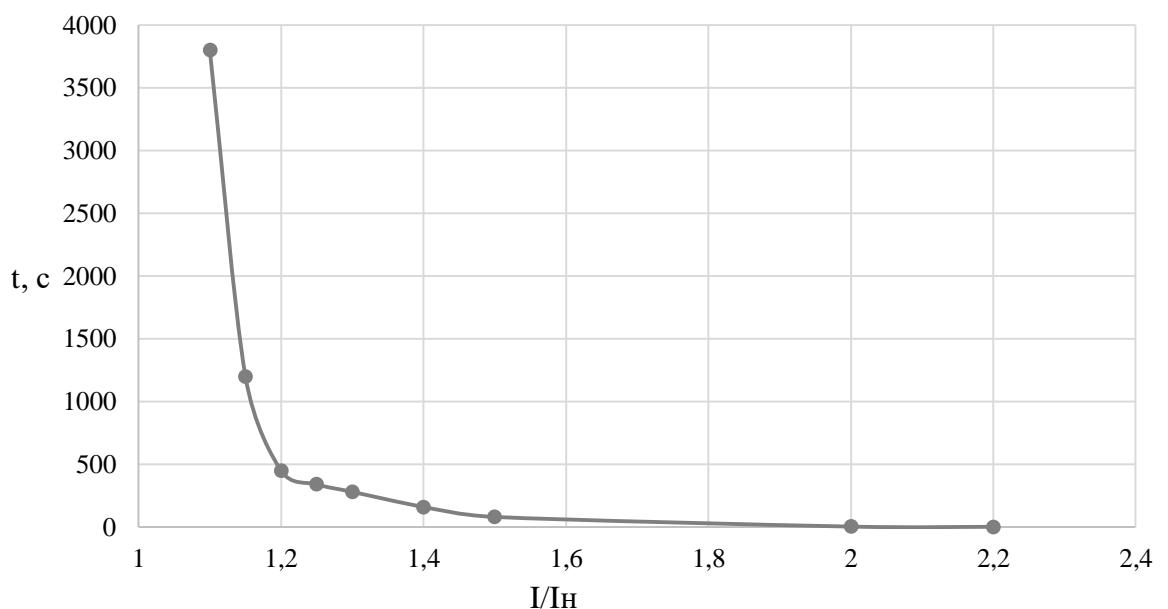


Рисунок 5.4 – Характеристика ИО защиты от симметричных перегрузок (I_1)

ИО защиты через отключающий орган действует на отключение выключателя ГГ, гашение полей. Уставка выдержки времени отключающего органа принимается минимальной и равной 0,01 с.

Орган ТО, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше 150% от номинального, т.к. мощность ГГ не превышает 100 МВт.

Уставка органа ТО:

$$I_{10TC} = \frac{1,5 \cdot I_H}{0,98} = 1,531 \cdot I_H, \quad (5.41)$$

$$I_{10TC} = 1,531 \cdot I_H = 7,3 \text{ А.} \quad (5.42)$$

ТО выполнена с пуском по минимальному напряжению (ПМН) $U_\Gamma <$. Напряжение срабатывания принято равным:

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{HOM}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 6300}{1,03 \cdot 6300/100} = 66 \text{ В.} \quad (5.43)$$

ТО действует с выдержкой времени 7,0 с на отключение СВ, 7,5 с на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 8,0 с на отключение выключателя ГГ и гашение полей.

5.3.6 Дистанционная защита гидрогенератора

Задача выполняется на основе дистанционных органов и подключается к измерительным ТТ в нейтрали ГГ и ТН на выводах ГГ. Характеристика срабатывания задается в виде круга, расположенного в I и II квадранте со смещением в III и IV квадрант комплексной плоскости сопротивлений.

Дистанционная защита (ДЗ) имеет две ступени срабатывания. Сопротивление срабатывания первой ступени (Z_1) выбирается по условию обеспечения действия с выдержкой времени не более 1 с. Указанная выдержка времени принимается по условию согласования с первыми ступенями защит ВЛ, отходящих от шин ГЭС. Согласование производится для условий работы на шинах 110 кВ ГЭС одного блока. Z_1 , приведенное к напряжению 110 кВ, может быть принято:

– по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 110 кВ «ПавлоТатаренская ГЭС – ПС Сясь»:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot (Z_T + \frac{Z'_{1L}}{K_L}) = 0,8 \cdot (84,31 + \frac{0,8}{4}) = 17,8 \text{ Ом} \quad (5.44)$$

где K_L – коэффициент, учитывающий, число параллельных линий, о.е.;

Z_T – сопротивление силового трансформатора, приведенное к стороне 110 кВ, вычисляемое по формуле (50), Ом.

$$Z_T = \frac{u_{K\%}}{100} \cdot \frac{U_6^2}{S_{HT}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{16} = 84,31 \text{ Ом.} \quad (5.45)$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам ГГ:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{15,6}{16} + \frac{0,8}{4} \cdot \frac{15,6}{115^2} \cdot 17,8 = 0,086 \text{ о.е.}$$

Z_1 в первичных омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,086 \cdot 2,54 = 0,24 \text{ Ом,} \quad (5.46)$$

$$Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{HG}} = \frac{6,3^2}{15,6} = 2,54 \text{ Ом.} \quad (5.47)$$

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{1C3} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,24 \cdot \frac{\frac{1500}{5}}{\frac{6300}{100}} = 1,043 \text{ Ом} \quad (5.48)$$

Принимаем уставку $Z_1 = 1,05 \text{ Ом}$.

Первая ступень действует с выдержкой времени 0,5 с на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 1,0 с на отключение выключателя ГГ, 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 $\Delta Z = 30 \text{ Ом/с}$.

– Сопротивление срабатывания второй ступени (Z_2) выбирается из условия отстройки от режима нагрузки и режима форсировки возбуждения.

Сопротивление нагрузки ($Z_{\text{НАГР}}$) в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_H} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 1430} = 2,54 \text{ Ом}, \quad (5.49)$$

где I_H – номинальный ток статора, А.

Для определения сопротивления нагрузки в режиме форсировки возбуждения ГГ ($Z_{\text{НАГР.Ф}}$) выполняется расчет тока статора при двойном токе возбуждения ($2I_{\text{В.Н.}}$) и напряжения на зажимах статора $0,95U_H$ (без учета насыщения):

$$I_{\Phi}^* = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}} - 0,95}{I_{\text{В.ХХ.}}} = \frac{2 \cdot 2,56 - 0,95}{0,1,06} = 2,82,}{x_d} \quad (5.50)$$

где $I_{\text{В.НОМ}}/I_{\text{В.ХХ.}}$ – отношение номинального тока возбуждения к току возбуждения ХХ, о.е.;

x_d – синхронное индуктивное сопротивление ГГ по продольной оси, о.е.

С учетом насыщения машины величина тока статора ГГ в режиме форсировки составит $2,5I_{\text{НОМ}}$, соответственно, сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{0,95 \cdot U_H}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.}, \quad (5.51)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{\cos \varphi_H}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,8}{0,95 \cdot 2,5} = 0,34. \quad (5.52)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = 68,9^\circ$. Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{II \text{ о.е.}} = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}}{K_H} = \frac{0,38}{1,1} = 0,35 \text{ о.е.}, \quad (5.53)$$

$$Z_{C3II} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_B = 0,35 \cdot 2,24 = 0,78 \Omega. \quad (5.54)$$

Значение уставки реле составит:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{C3II} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,78 \cdot 1500/5}{6300/100} = 4,18 \Omega. \quad (5.55)$$

Принимаем уставку $Z_2 = 4,18 \Omega$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения:

$$Z_{CM1} = 0,15 \cdot 1,1 = 0,165 \Omega, \quad (5.56)$$

$$Z_{CM2} = 0,15 \cdot 4,18 = 0,627 \Omega. \quad (5.57)$$

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

Вторая ступень действует с выдержкой 7,0 с на отключение СВ, с выдержкой 7,5 с на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 8,0 с на отключение ГГ и гашение полей. Характеристика срабатывания ДЗ представлена на рисунке 5.5.

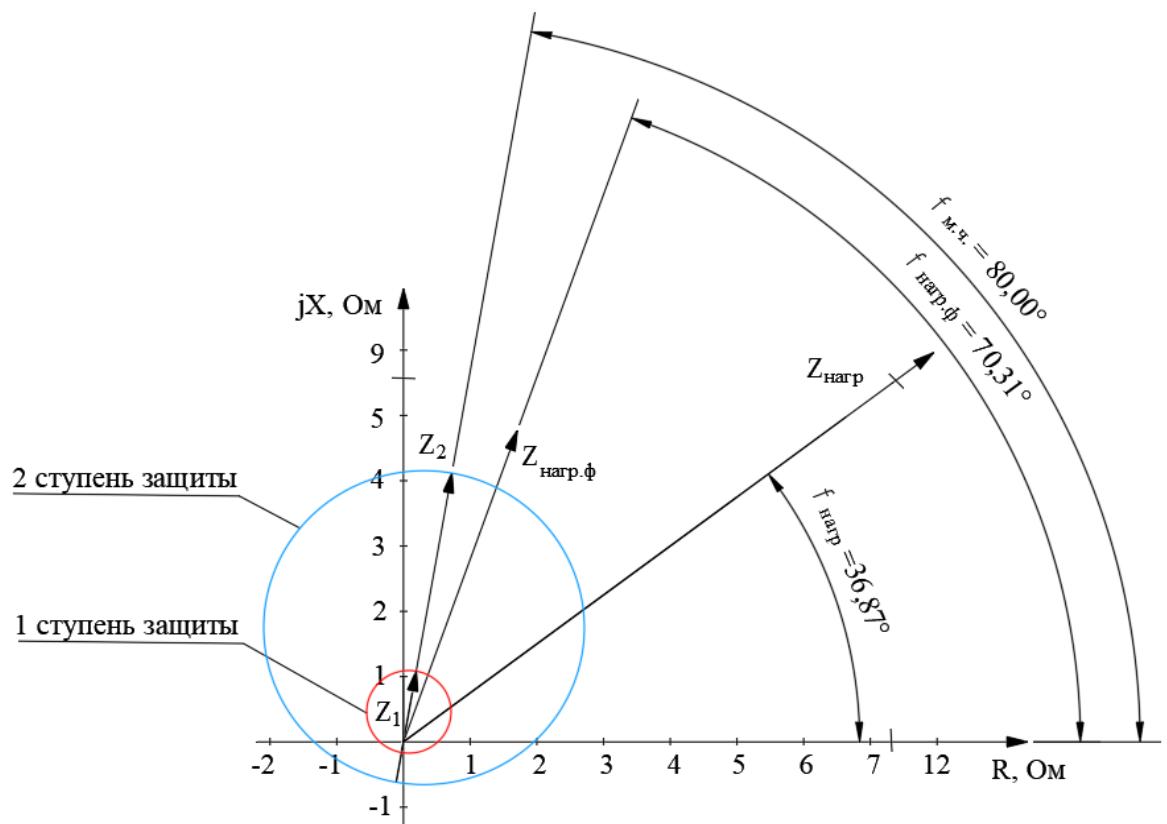


Рисунок 5.5 – Характеристика срабатывания ДЗ

5.3.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

– СО, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания и действующей в предупредительную сигнализацию.

Уставка СО:

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}, \quad (5.65)$$

$$I_{P \text{ СИГН.}} = 1,07 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} = 5,2 \text{ А.} \quad (5.66)$$

– ПО, срабатывающий без выдержки времени при увеличении тока выше уставки срабатывания и осуществляющий пуск ИО.

Уставка ПО:

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}, \quad (5.67)$$

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = 1,1 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} = 5,35 \text{ А.} \quad (5.68)$$

– ИО, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме (таблица 5.5), и действующей на отключение выключателя ГГ, гашение полей.

Таблица 5.5 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки (I/I_H), о.е.	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность перегрузки, с	длительно	250	180	160	120	90	72	45	20

Характеристика ИО защиты от перегрузки обмотки ротора представлена на рисунке 5.6.

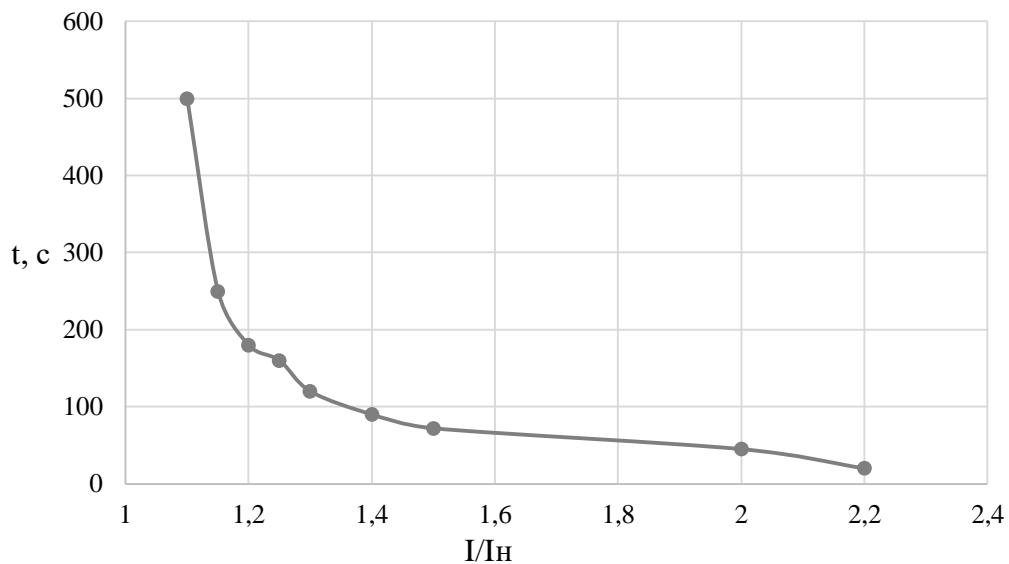


Рисунок 5.6 – Характеристика ИО защиты от перегрузки обмотки ротора

– Орган ТО, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания.

Уставка органа ТО:

$$I_P \text{ пуск.} = \frac{2,2 \cdot I_{\text{ном.р}}}{0,98} = 1,53 \cdot I_{\text{ном.р}}, \quad (5.69)$$

$$I_P \text{ пуск.} = 1,53 \cdot I_{\text{ном.р}} = 7,44 \text{ А.} \quad (5.70)$$

Выдержка времени ТО принимается 3,0 с. Защита действует на отключение выключателя ГГ, гашение полей.

5.4 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Исходя из расчета уставок, для защиты блока генератор-трансформатор Бийской ГЭС предполагается установка современных микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики российского научно-производственного предприятия «ЭКРА».

Установка отечественного микропроцессорного оборудования позволит избежать возможного вмешательства извне в работу оборудования и 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.

Уставки МП электрических защит сведены в [Г, таблица Г.1]. Матрица отключений представлена в [Г, таблица Г.2].

6 Компоновка и сооружения гидроузла

6.1 Назначение класса сооружения

Класс основных гидротехнических сооружений определяется в соответствии с [1, таблица 1.1; 1.2; 1.4].

Число постоянно проживающих людей, которые могут пострадать при аварии на ГЭС равно 250 человек. Присваивается III класс сооружения.

$N_{уст} = 22,7 \text{ МВт}$, что соответствует III классу сооружения, но так как мощность гидравлической электростанции менее 1000 МВт, а электростанция изолирована от энергетических систем, то необходимо повысить класс сооружения на единицу. Выбираем II класс гидротехнического сооружения.

Теоретическая высота плотины равна $\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{дно} = 20\text{м}$, грунт основания – глинистый известняк, следовательно по данному критерию принят III класс.

Таким образом, назначен II класс гидротехнических сооружений.

6.2 Выбор максимальных расчетных расходов для основного и поверочного расчетных случаев – $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}}$; $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}}$

В соответствии с классом ГТС $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = Q_{1\%}$, а $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}} = Q_{0,1\%}$:

при расходе $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = 377 \text{ м}^3/\text{с}$ отметка УНБ 22,43 м;

при расходе $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}} = 464 \text{ м}^3/\text{с}$ отметка УНБ 23,64 м.

6.3 Обоснование возможности пропуска паводка через гидроагрегаты

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

$$H_{\text{осн}} = \nabla \text{НПУ} - \text{УНБ}(Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}}), \quad (6.1)$$

$$H_{\text{осн}} = 36,00 - 22,43 = 13,57 \text{ м} > 13,38 \text{ м},$$

$$H_{\text{пов}} = \nabla \Phi \text{ПУ} - \text{УНБ}(Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}}), \quad (6.2)$$

$$H_{\text{пов}} = 38,00 - 23,64 = 14,36 \text{ м} > 13,38 \text{ м}.$$

Паводок может быть пропущен через гидроагрегаты.

6.4 Проверка обеспечения пропускной способности при пропуске $Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}$ для уточнения отметки ФПУ

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

$$H_{01\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.3)$$

$$H_{01\text{пов}} = \left(\frac{239,9}{0,49 \cdot 6 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,98 \text{ м.}$$

Вычислен напор над гребнем водослива с учетом сжатия и подтопления:

$$H_{02\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_{\pi} \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.4)$$

$$H_{02\text{пов}} = \left(\frac{239,9}{0,49 \cdot 0,6 \cdot 6 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 8,6 \text{ м.}$$

Рассчитан напор на гребне водослива без учета скорости подхода при пропуске поверочного расхода:

$$H_{\text{пов}} = H_{\text{B}}^{\text{пов}} - \frac{\alpha \cdot V^2}{2g}, \quad (6.5)$$

$$H_{\text{пов}} = 12,85 - \frac{1,1 \cdot 1,21^2}{2 \cdot 9,81} = 8,52 \text{ м,}$$

$$V_0^{\text{пов}} = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{(\nabla \Phi \text{ПУ} - \nabla \text{дна})(B + (n-1)\delta_B)}, \quad (6.6)$$

$$V_0^{\text{пов}} = \frac{239,9}{(38,00 - 16,00)(6 + (2-1) \cdot 3)} = 1,21 \text{ м/с.}$$

Определена расчетная отметка форсированного уровня, т.е. отметку при которой поверочный расход может быть пропущен через водослив

$$\nabla \Phi \text{ПУ}_p = \nabla \Gamma B + H_{\text{пов}}, \quad (6.7)$$

$$\nabla \Phi \text{ПУ}_p = 30,00 + 8,52 = 38,5 \text{ м}$$

Принята отметка ФПУ 38,5 м.

6.5 Построение водосливного оголовка и водосливной грани

Очертание оголовка, представленный на рисунке 6.1, строится по координатам Кригера - Офицерова, где координаты, представленные в таблице 6.1 [3, таблица-12], перемножаются на $H_{ct} = 6$ м.

Таблица 6.1 – Координаты оголовка для построения

x	y	x*	y*
0	0,126	0	0,756
0,2	0,007	1,2	0,042
0,4	0,006	2,4	0,036
0,6	0,060	3,6	0,360
0,8	0,146	4,8	0,876
1,0	0,256	6,0	1,536
1,2	0,394	7,2	2,364
1,4	0,564	8,4	3,384
1,6	0,764	9,6	4,584
1,8	0,987	10,8	5,922
2	1,235	12	7,41
2,2	1,508	13,2	9,048
2,3	1,653	15,0	11,760
2,6	2,122	16,2	13,734
2,8	2,462	17,4	15,660
3	2,824	18,6	18,078
3,2	3,207	19,8	20,430
3,4	3,609	21	22,908
3,6	4,031	21,6	24,186

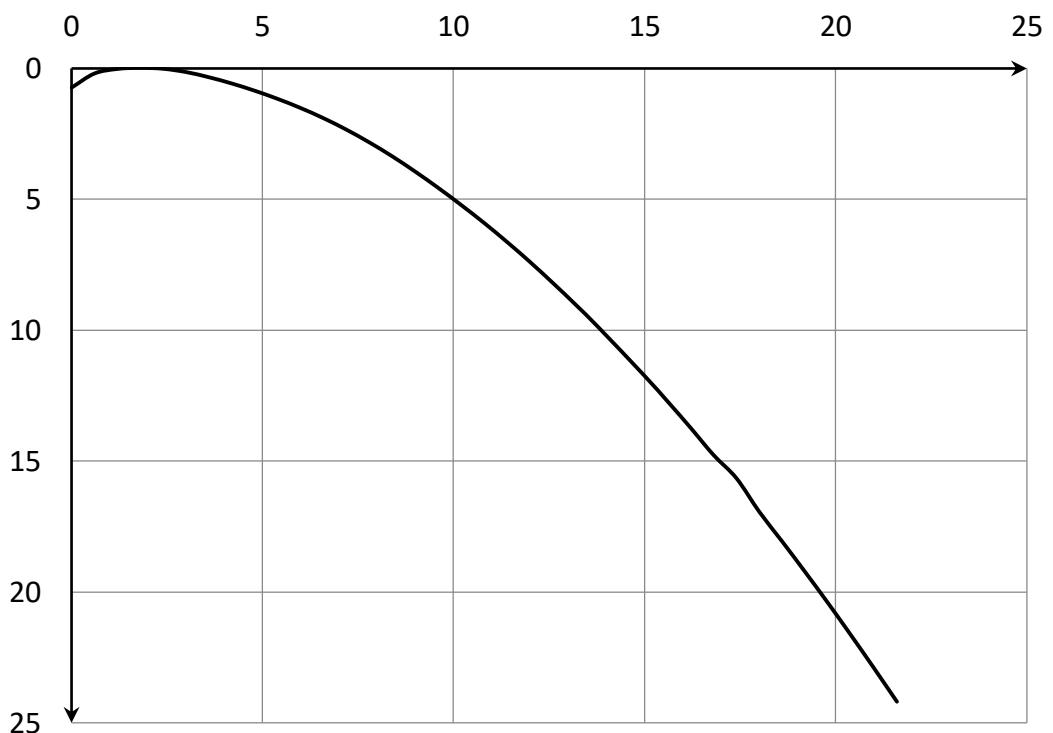


Рисунок 6.1 – Профиль водослива

Отметку верха быка (гребня плотины) вычисляют по формуле:

$$\nabla\Gamma\text{Б} = \nabla\Gamma\text{В} + 1,6 \cdot H_{ct}, \quad (6.8)$$

$$\nabla\Gamma\text{Б} = 30,00 + 1,6 \cdot 6 = 39,6 \text{ м.}$$

6.6 Определение отметки гребня плотины

За отметку гребня бетонной плотины принимается отметка, вычисленная по формуле:

$$\nabla\Gamma\text{БП} = \nabla\text{НПУ} + h_s, \quad (6.9)$$

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

$$h_s = \Delta h_{set} + h_{1\%} + a, \quad (6.10)$$

где Δh_{set} – высота ветрового нагона;

$h_{1\%}$ – высота наката волн на напорной грани;

a – конструктивный запас, $a = 0,7 \text{ м.}$

Определим высоту ветрового нагона волны по формуле:

$$\Delta h_{set} = K_W \cdot \frac{v^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha_w \quad (6.11)$$

где $v = 25 \text{ м/с}$ – расчетная скорость ветра;

K_W – коэффициент, зависящий от скорости ветра, равный:

$$K_W = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot v) \cdot 10^{-7}, \quad (6.12)$$

$$K_W = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot 22) \cdot 10^{-7} = 2,28 \cdot 10^{-6}.$$

$L = 5800 \text{ м}$ – длина разгона волны;

$\alpha_w = 0^\circ$;

d – средняя глубина водохранилища перед плотиной:

$$d = \frac{\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ДНА}}{2}, \quad (6.13)$$

$$d = \frac{\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ДНА}}{2} = \frac{36 - 16}{2} = 10 \text{ м.}$$

Высота ветрового нагона волны в ВБ:

$$\Delta h_{set} = 2,28 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{22^2 \cdot 5800}{9,81 \cdot 10} \cdot \cos 0^\circ = 0,065 \text{ м}$$

Для нахождения k_i найдём безразмерные величины:

$$\frac{g \cdot L}{v^2} = \frac{9,81 \cdot 5800}{22^2} = 117,56, \quad (6.14)$$

$$\frac{g \cdot t}{v} = \frac{9,81 \cdot 21600}{22} = 9631,64, \quad (6.15)$$

где t – период действия ветра, принимается равным 6ч = 21600 с.

По верхней огибающей кривой графика [4, Приложение А (рис А.1)] снимаем величины $\frac{g \cdot \bar{h}}{v^2}$ и $\frac{g \cdot \bar{T}}{v}$ для полученных значений $\frac{g \cdot L}{v^2}$ и $\frac{g \cdot t}{v}$ результаты которых представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Результаты, полученные из графика

Параметр	$\frac{g \cdot L}{v^2} = 117,56$	$\frac{g \cdot t}{v} = 9631,64$
$\frac{g \cdot \bar{T}}{v}$	1,90	4,00
$\frac{g \cdot \bar{h}}{v^2}$	0,024	0,080

Принимаем наименьшие значения $\frac{g \cdot \bar{h}}{v^2} = 0,024$ и $\frac{g \cdot \bar{T}}{v} = 1,90$ и определяем параметры волны.

Средняя высота волны:

$$\bar{h} = \frac{0,024 \cdot v^2}{g}, \quad (6.16)$$

$$\bar{h} = \frac{0,024 \cdot 22^2}{9,81} = 1,18 \text{ м.}$$

Средний период волны:

$$\bar{T} = \frac{1,9 \cdot v}{g}, \quad (6.17)$$

$$\bar{T} = \frac{1,9 \cdot 22}{9,81} = 4,26 \text{ с.}$$

Среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda} = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2\pi}, \quad (6.18)$$

$$\bar{\lambda} = \frac{9,81 \cdot 4,26^2}{2 \cdot 3,14} = 19,65 \text{ м.}$$

Проверка на глубоководность:

$$d \geq \frac{\bar{\lambda}}{2};$$

$10 \geq 9,83$ условие выполняется, значит, зона глубоководная.

Высота волны 1% обеспеченности в системе волн глубоководной зоны:

$$h_{1\%} = k_i \cdot \bar{h}, \quad (6.19)$$

$$h_{1\%} = 2,09 \cdot 1,18 = 2,47 \text{ м.}$$

где k_i – коэффициент, определяемый по графику в зависимости от значения $\frac{g \cdot L}{v^2}$.

Превышение гребня бетонной плотины над расчетным уровнем в верхнем бьефе:

$$h_s = 0,065 + 1,18 + 0,7 = 3,24 \text{ м}$$

Таким образом, отметка гребня бетонной плотины равна:

$$\nabla \text{ГБП} = 36 + 3,24 = 39,24 \text{ м}$$

Принимаем $\nabla \text{ГБП} = 39,3 \text{ м.}$

Устанавливаем наибольшую отметку гребня плотины: $\nabla \text{ГБП} = 39,6 \text{ м.}$

6.7 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе при донном режиме

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{дна} = 36,00 - 16,00 = 20 \text{ м} \quad (6.20)$$

Удельный расход за водосливом:

$$q_c = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{B + (n-1) \cdot \delta_6} = \frac{147,6}{6 + (2-1) \cdot 3} = 16,4 \text{ м}^2/\text{с м} \quad (6.21)$$

где $\delta_6 = n - 1 = 2$ – количество промежуточных бычков.

Критическая глубина потока с учетом всех водопропускных отверстий:

$$h_{kp} = \sqrt[3]{\frac{\alpha q_c^2}{g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 16,4^2}{9,81}} = 3,11 \text{ м} \quad (6.22)$$

где $\alpha = 1,1$ – коэффициент Кориолиса.

Вычислено отношение:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{kp}} = \frac{20}{3,11} = 6,43 \text{ м} \quad (6.23)$$

Значение коэффициента скорости потока φ определено в зависимости от длины сливной грани [3, таблица 9-10].

Принято для плотины высотой свыше 20 м – средняя длина сливной грани.

$$\varphi = 0,9$$

Сопряжённые глубины можно определено, используя следующие формулы:

$$h'_c = \frac{q_c}{\varphi \sqrt{2g(C_B + H_0 - h'_c)}} \text{ м} \quad (6.24)$$

В первом приближении значение h'_c в знаменателе принимают равным нулю.

$$h'_c = \frac{q_c}{\varphi \sqrt{2g(T_0 - h'_c)}} = \frac{16,4}{0,9 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (20 - 0)}} = 0,92 \text{ м} \quad (6.25)$$

где q_c – удельный расход в сжатом сечении.

$$q_c = \frac{Q_{\text{расч}}}{B + (n-1) \cdot \delta_6} = \frac{147,6}{6 + (2-1) \cdot 3} = 16,4 \text{ м}^3/\text{с} \cdot \text{м} \quad (6.26)$$

Во втором приближении в знаменателе подставлено найденное значение h'_c .

$$h'_c = \frac{47,3}{0,9 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (20 - 1,12)}} = 0,94 \text{ м} \quad (6.27)$$

Рассчитано h''_c :

$$h_c'' = \frac{h_c'}{2} \left[\sqrt{1 + 8 \left(\frac{h_{kp}}{h_c'} \right)^3} - 1 \right] = \frac{0,94}{2} \left[\sqrt{1 + 8 \left(\frac{3,11}{0,94} \right)^3} - 1 \right] = \\ = 7,54 \text{ м}, \quad (6.28)$$

$h_c'' = 7,54 \text{ м} > h_{\text{НБ}} = 6,43 \text{ м}$ – в НБ отогнанный прыжок.

Отогнанный прыжок за плотиной не допускается.

Необходимо создать в нижнем бьефе соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью гасителей энергии.

Применим гашение избыточной энергии с помощью водобойной стенки.

6.8 Расчет водобойной плиты

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

Площадь потока в сжатом сечении

$$\omega_c = h_c' \cdot (B + (n - 1) \cdot \delta_6) = 0,94 \cdot (6 + (2 - 1) \cdot 3) = 8,46 \text{ м}^2, \quad (6.29)$$

где $(B + (n - 1) \cdot \delta_6)$ – ширина водобойной плиты.

Скорость воды в сжатом сечении

$$v_c = \frac{Q_p}{\omega_c} = \frac{147,6}{8,46} = 17,45 \text{ м/с} \quad (6.30)$$

Толщина плиты водобоя

$$\delta_v = 0,15 v_c \sqrt{h_c'} = 0,15 \cdot 17,45 \cdot \sqrt{0,94} = 2,54 \text{ м} \quad (6.31)$$

Принимают толщину плиты водобоя 2,6 м.

Длина водобоя при наличии на нём гасителей $l_v = (0,8 - 1)l_{\text{пр}}$, где $l_{\text{пр}}$ – длина прыжка (горизонтальная проекция вальца).

$$l_{\text{пр}} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h_c'' - h_c') = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 8,46 - 0,94) = 33,47 \text{ м} \quad (6.32)$$

$$l_v = 0,85 l_{\text{пр}} = 0,85 \cdot 33,47 = 28,45 \text{ м} \quad (6.33)$$

Принята длина водобоя 29 м.

Рисберма на скальном основании представляет собой закрепленную в основании бетонную плиту. Основным предназначением является успокоение части энергии, которая не погасилась на водобое и стенке

Длина рисбермы $l_p=8$ м. Плита имеет дренажные отверстия диаметром 0,25 м на расстоянии 1 м друг от друга.

Толщину рисбермы принимаем равной 1,3 м, закрепляем плиты рисбермы в скальное основание анкерами.

6.9 Расчет водобойной стенки

Расчёт высоты водобойной стенки h_{ct} проводим, рассматривая стенку как неподтопленный водослив практического профиля.

$$h_{ct} = \sigma h_c'' - H_{ct}, \quad (6.34)$$

где H_{ct} – напор над водобойной стенкой.

$$H_{ct} = \left(\frac{q}{m\sqrt{2g}} \right)^{2/3} - \frac{\alpha q^2}{2g(\sigma h_c'')^2}, \quad (6.35)$$

где σ – коэффициент запаса, зависящий от точности определения расчетного расхода (1,07-1,13, принято 1,1);

α – коэффициент Кориолиса (принято 1,1);

m – коэффициент расхода водослива зависит от типа водослива (для водобойной стенки полигонального профиля принято $m = 0,35$);

q – удельный расход на водобое

$$q = \frac{Q_{расч}}{B + (n-1) \cdot \delta_6} = \frac{147,6}{4 + (2-1) \cdot 3} = 21,1 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.36)$$

$$H_{ct} = \left(\frac{21,1}{0,35 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{1,1 \cdot 21,1^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 8,45)^2} = 3,09 \text{ м}$$

Тогда высота водобойной стенки

$$h_{ct} = 1,1 \cdot 7,54 - 3,09 = 5,2 \text{ м}$$

6.10 Проверка сопряжения потоков за водобойной стенкой

После определения высоты стенки проверяем форму сопряжения бьефов за стенкой, принимая полную удельную энергию перед стенкой равной

$$T_0 = h_{ct} + H_{ct} = 5,2 + 3,09 = 8,3 \text{ м} \quad (6.37)$$

$h_{kp} = 3,11$ м, (та же величина, что и перед стенкой, если рисберма по потоку воды не расширяется).

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{\text{кр}}} = \frac{8,3}{3,11} = 2,66, \quad (6.38)$$

$\varphi = 1$ ([5, табл. 9-10], так как высота сливной грани $h_{\text{ст}}$ меньше 15 м)

По графику [2, рис. 9.55-2] в зависимости от коэффициента скорости φ и ξ_{T_0} определяем $\zeta'_c = 0,58$ и $\zeta''_c = 1,2$.

Вычисляют сопряженные глубины:

$$h'_c = \zeta'_c \cdot h_{\text{кр}} = 0,58 \cdot 3,11 = 1,8 \text{ м} \quad (6.39)$$

$$h''_c = \zeta''_c \cdot h_{\text{кр}} = 1,2 \cdot 3,11 = 3,73 \text{ м} \quad (6.40)$$

$$h''_c = 3,73 \text{ м} < h_{\text{нб}} = 6,43 \text{ м}$$

По произведенным расчетам видно, что прыжок за водобойной стенкой затоплен, следовательно, гасители энергии за стенкой не требуются. Таким образом, в качестве гасителя энергии в НБ принята водобойная стенка с $h_{\text{ст}} = 5,2 \text{ м}$.

6.11 Определение ширины подошвы

Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию.

На первом этапе была принята ширина подошвы по формуле:

$$B = (\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{под}) \cdot (0,67 \div 0,7), \quad (6.41)$$

$$B = (36 - 14) \cdot (0,67 \div 0,7) = 14,7 \div 15,4 \text{ м.}$$

Следовательно, ширина подошвы плотины равна $B_{\text{п}} = 15,4 \text{ м}$. В ходе расчетов, для удовлетворения условиям прочности, подошва была увеличена до значения $B_{\text{п}} = 22 \text{ м}$.

6.12 Разрезка бетонных плотин швами

В плотинах на жестких скальных основаниях устройство этих швов обеспечивает свободное развитие температурных и усадочных деформаций и поэтому они называются температурно-усадочными. Эти швы, как правило, располагают на равных расстояниях по длине плотины, зависящих от климатических условий и температурного режима плотины в период эксплуатации.

В данной работе бетонная водосливная плотина разрезана швами по осям быков, т.е. ширина одной секции между швами равна:

$$B_{бс} = b + \delta_B, \quad (6.42)$$

$$B_{бс} = 3 + 3 = 6 \text{ м}.$$

Ширину постоянных деформационных температурно-усадочных швов принимаем равной 5 см в верхней части и 1 см.

6.13 Быки

Головная часть быка имеет обтекаемую в плане форму.

Пазы рабочих затворов расположены на линии гребня водослива, быки выдвинуты в верхний бьеф. Быки разбивают весь водосливной фронт на отдельные водосливные отверстия.

В быках устроены пазы для рабочих и аварийно-ремонтных затворов.

Затвор представляет собой металлическую конструкцию, покрытую с верховой стороны водонепроницаемой обшивкой, выполненной из листовой стали. Несущая конструкция представляет собой балочную клетку из ригелей и стоек.

Глубина и ширина паза рабочего затвора составляет - 0,7 x 1 м.

Глубина и ширина паза ремонтного затвора – 0,5 x 1 м.

Расстояние между затворами принимаем 1 м, с целью обеспечения удобных условий для проведения ремонтных работ на рабочем затворе.

6.14 Устои

На Павло-Татаренской ГЭС предусмотрены 2 разделительных устоя. Они располагаются между станционной и водосливной плотиной, между водосливной плотиной и секцией с донными водосбросами.

6.15 Определение ширины плотины по гребню

Ширина плотины по гребню включает ширину проезжей части, пешеходной дорожки и место для козлового крана. Проезжая часть принимается шириной 4 м, ширина пешеходной дорожки – 2 м, ширина путей козлового крана – 8,6 м. Безопасное расстояние между козловым краном и автодорогой принимается 1 м. Расстояние между путями козлового крана и верховой гранью быка принимается 1 м. Таким образом, ширина плотины по гребню принимается равной 16,6 м.

6.16 Галереи в теле плотины

Отметка пола цементационной галереи располагается на уровне дна, принимаем отметку 16,00.

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи. По высоте плотины продольные галереи располагаем через 7 м, на отметках: 16 м, 23 м. Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания и строительных швов плотины, создания и восстановления вертикального дренажа, принять из практических рекомендаций. С учетом работающей техники 2 х 3м. Габариты для смотровых галерей принимаем 1,5 x 2,5 м.

Так же в плотине имеются галереи, предусмотренные для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций.

6.17 Цементационная завеса и дренаж

На скальном основании, как правило, устраиваются только вертикальные дренажные устройства: цементационная завеса и дренаж.

Расстояние от напорной грани плотины до оси цементационной завесы:

$$l_3 = (0,10 \div 0,25) \cdot B_{\Pi} \quad (6.43)$$

где B_{Π} - ширина подошвы плотины.

$$l_3 = (0,10 \div 0,25) \cdot 22 = 2,2 \div 5,5 \text{ м}$$

Принимаю $l_3 = 3 \text{ м}$.

Глубина цементационной завесы:

$$h_{\text{зав}} = 0,6 \cdot H_d = 0,6 \cdot (36 - 17,11) = 11,33 \text{ м}, \quad (6.43)$$

где H_d – максимальный напор.

Толщина цементационной завесы определяется исходя их допустимого градиента фильтрации через завесу:

$$\delta_3 \geq \Delta H \cdot \gamma_n / J_{cr.m} \quad (6.44)$$

где ΔH – потери напора на цементационной завесе,

$J_{cr.m}$ – критический градиент напора для бетонной гравитационной плотины.

$$\Delta H = H_d - 0,4 \cdot H_d \quad (6.45)$$

$$\Delta H = 18,89 - 0,4 \cdot 18,89 = 11,33 \text{ м},$$

$$\delta_3 \geq \frac{11,33 \cdot 1,20}{25},$$

$\delta_3 \geq 0,54$ м, принимают $0,8$ м.

Для отвода фильтрующейся воды и снижения фильтрационного давления на сооружение в основании сооружения устраивают дренажи.

Глубина дренажных скважин равна:

$$h_{dp} = 0,6 \cdot h_{zav}, \quad (6.46)$$

$$h_{dp} = 0,6 \cdot 11,33 = 6,80 \text{ м.}$$

В скальных грунтах дренаж выполняют в виде вертикальных скважин диаметром 200 мм с шагом 3 м.

Расстояние между дренажными и цементационными скважинами 4 м.

Через дренажные скважины фильтрующуюся воду выводят в дренажную галерею, а отвод воды в НБ осуществляют насосами.

6.18 Дренаж в теле плотины

Расстояние от напорной грани до оси дренажа:

$$a_{dp} \geq \frac{H_{dp} \cdot \gamma_n}{J_{cr.m}}, \quad (6.47)$$

$$a_{dp} \geq \frac{19 \cdot 1,20}{25},$$

$$a_{dp} \geq 0,82 \text{ м},$$

где a_{dp} – расстояние от напорной грани до оси дренажа;

H_d – напор над расчетным сечением.

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{дно}, \quad (6.48)$$

$$H_d = 36 - 16 = 20 \text{ м.}$$

Расстояние от напорной грани до оси дренажа принимаем 2,0 м.

6.19 Расчет веса тела плотины, быка и затвора

Площадь водосливной части плотины $S_{пл} = 205,71 \text{ м}^2$ (получено в программе Autocad).

Вес тела плотины приведенный к 1 п.м. водопропускной секции:

где ρ_b – плотность бетона.

$$G_{пл}=205,71 \cdot 3 \cdot 9,81 \cdot 2,43 + 3 = 2421,62 \text{ кН/м}$$

Длина плеча силы веса тела плотины относительно середины расчетного

с

е

ч ч П

п

и Вес быка приведенный к 1 п.м. водопропускной секции

и

я

$G_{пл}=3 \text{ м}$ (получено в программе Autocad).

$$G_{пл}=343,94 \cdot 3 \cdot 9,81 \cdot 2,43 + 3 = 4048,86 \text{ кН/м.}$$

=

б б Д

и

и Вес затвора:

и

$$G_6=343,94 \text{ м}^2.$$

и се f – площадь затвора:

и

и

и

$$f=0,5 \cdot 3 = 27 \text{ м}^2,$$

$$G_3=0,055 \cdot 27 \cdot 27 \cdot 9,81 = 75,70 \text{ кН/м.}$$

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

и

$$T_B = \frac{9,81 \cdot (36-14)^2}{2} = 2374,02 \text{ кН.}$$

Значение плеча равнодействующей горизонтального давления со стороны ВБ относительно точки 0:

$$\begin{matrix} T \\ B \end{matrix} \quad r_{T_B} = \frac{(36-14)}{3} = 7,3 \text{ м.}$$

$\begin{matrix} = \\ \nabla \end{matrix}$ Со стороны НБ

$\begin{matrix} H \\ F \\ P \\ H \\ Y \\ - \end{matrix}$

$$\begin{matrix} T_H \\ - \end{matrix} \quad T_H = \frac{9,81(17,11-14)^2}{2} = 47,44 \text{ кН.}$$

$\begin{matrix} \nabla \\ D \end{matrix}$

$\begin{matrix} D \\ H \end{matrix}$ Значение плеча равнодействующей горизонтального давления со стороны НБ относительно точки 0:

$\begin{matrix} D \\ V \\ Y \\ H \\ B \\ H \\ - \end{matrix}$

$$r_{T_H} = \frac{(17,11-14)}{3} = 1,04 \text{ м.}$$

$\begin{matrix} \nabla \\ \nabla \end{matrix}$

$\begin{matrix} D \\ H \\ B \\ 2 \\ 2 \\ \nabla \end{matrix}$ Давление наносов на вертикальную напорную грань на уровне дна:

$\begin{matrix} D \\ 3 \\) \end{matrix}$ где γ_H – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;

$\begin{matrix} H \\ O \end{matrix}$ h_H – толщина слоя наносов, $h_H = 2 \text{ м}$;

$\begin{matrix} D \\ 3 \\) \end{matrix}$ φ_H – угол внутреннего трения наносов, $\varphi_H = 21^\circ$;

$\begin{matrix} D \\ 3 \\) \end{matrix}$

$$p_H = 10 \cdot 2 \cdot \tan^2 \left(45^\circ - \frac{21}{2} \right) = 9,45 \text{ кПа,}$$

$\begin{matrix} h \\ H \\ . \end{matrix}$

Равнодействующая давления наносов:

$$\begin{matrix} H \\ = \end{matrix} \quad E_H = \frac{9,45 \cdot 2}{2} = 9,45 \text{ кН.}$$

$\begin{matrix} 2 \\ . \end{matrix}$ Значение плеча равнодействующей наносов относительно точки 0:

$\begin{matrix} H \\ 4 \\ 5 \\ h \end{matrix}$

$$r_{\text{H}} = 16 - 14 + 18 = 2,67 \text{ м.}$$

=

▽

6.22 Давление грунта

н

а В точке на верхней границе слоя грунта боковое давление грунта с учетом пригруза его весом наносов:

о

$$\varphi_{\text{grp}'} = \gamma_{\text{H}} \cdot h_{\text{H}} \cdot \operatorname{tg} 245 - \varphi_{\text{grp}2} - 2 \cdot c \cdot \operatorname{tg} 45 - \varphi_{\text{grp}2}, \quad (6.61)$$

о

$$p'_{\text{gp}} = 24 \cdot 2 \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{31}{2} \right) - 2 \cdot 70 \cdot \operatorname{tg} \left(45 - \frac{31}{2} \right) = -72,81 \text{ кПа}$$

- В точке на нижней границе слоя грунта толщиной h_{gp} , где действуют и вес наносов, и вес грунта, давление равняется:

▽

$$p_{\text{gp}''} = (\gamma_{\text{H}} \cdot h_{\text{H}} + \gamma_{\text{gp}} \cdot h_{\text{gp}}) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{gp}}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot \operatorname{tg} \left(45 - \frac{\varphi_{\text{gp}}}{2} \right) \quad (6.62)$$

а

3 Удельный вес взвешенного грунта:

)

$$\gamma_{\text{gp}} = \gamma_{\text{gp}}^{\text{сух}} - (1 - n) \cdot \gamma_{\text{в}}, \quad (6.63)$$

$$\gamma_{\text{gp}} = 24 - (1 - 0,1) \cdot 9,81 = 15,17 \text{ кН/м}^3,$$

h

г

p

$$h_{\text{gp}} = 16 - 14 = 2 \text{ м,}$$

=

)

$$p''_{\text{gp}} = (10 \cdot 2 + 15,17 \cdot 2) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{31}{2} \right) - 2 \cdot 70 \cdot \operatorname{tg} \left(45 - \frac{31}{2} \right) = \\ = -63,09 \text{ кПа.}$$

Так как боковое давление грунта по всей высоте имеет отрицательные значения следует следующий вывод: активное давление грунта на плотину отсутствует.

6.23 Сила взвешивающая

$$W_{\text{B3B}} = (17,11 - 14) \cdot 22 \cdot 9,81 = 671,2 \text{ кН.}$$

з

в

=

▽

и

6.24 Сила фильтрационного давления

Эпюра фильтрационного давления имеет следующий вид (рис. 6.2):

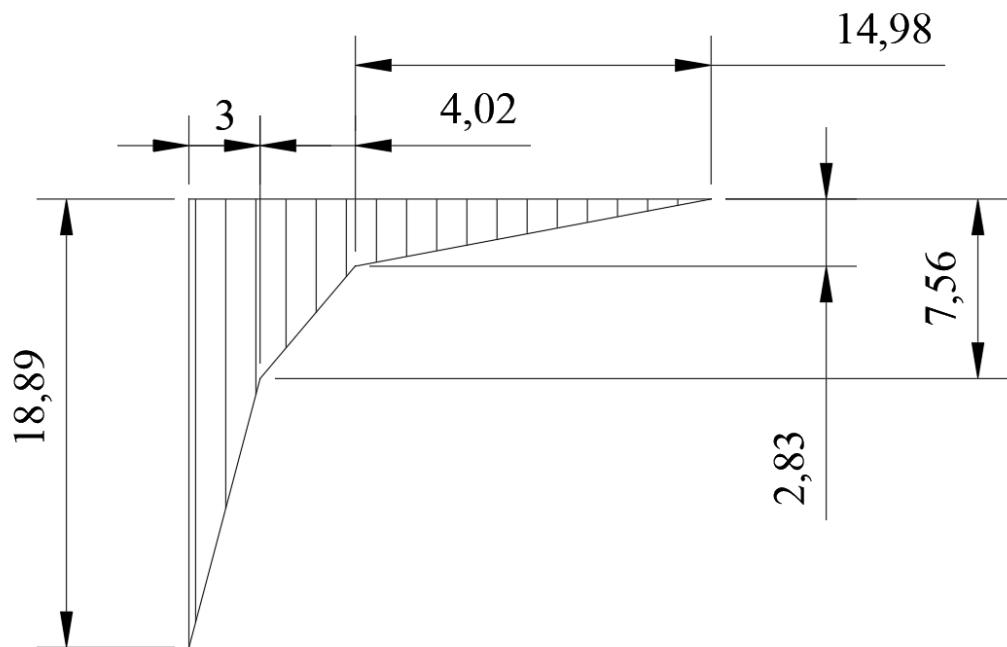


Рисунок 6.2 - Эпюра фильтрационного давления

$$l_{as} = 3 \text{ м}, l_{dr} = 4 \text{ м.}$$

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УНБ}_{min}, \quad (6.66)$$

$$H_d = 36 - 17,11 = 18,89 \text{ м.}$$

На основании [2]:

$$H_{as} = 0,4H_d = 0,4 \cdot 18,89 = 7,56 \text{ м,}$$

$$H_{dr} = 0,15H_d = 0,15 \cdot 18,89 = 2,83 \text{ м}$$

Эпюра фильтрационного давления состоит из двух трапеций и треугольника.

$$\text{Площадь эпюры: } S_\phi = 81,68 \text{ м}^2$$

Величина равнодействующей фильтрационного давления:

$$W_\phi = S_\phi \cdot \gamma_b, \quad (6.67)$$

$$W_\phi = 81,68 \cdot 9,81 = 801,28 \text{ кН/м.}$$

6.25 Волновое воздействие

Равнодействующая волнового давления может быть определена упрощенно по формуле А.Л. Можевитинова:

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \gamma_{\text{в}} \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}_{\text{d}}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) \quad (6.68)$$

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot 9,81 \cdot 2,47 \cdot \left(\frac{28,36}{\pi} + \frac{0,68}{2} \right) = 113,75 \text{ кН/м}$$

где $h_{1\%}$ – высота волны 1% обеспеченности, $h_{1\%} = 2,47 \text{ м}$;
 $\bar{\lambda}_{\text{d}}$ – средняя длина волны, $\bar{\lambda}_{\text{d}} = 28,36 \text{ м}$;

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}_{\text{d}}} \quad (6.69)$$

$$h_0 = \frac{\pi \cdot 2,47^2}{28,36} = 0,67 \text{ м.}$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}_{\text{d}}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} \quad (6.70)$$

$$y_c = \frac{28,36}{2\pi} - \frac{3}{8} \cdot 2,47 = 3,59 \text{ м.}$$

6.26 Определение напряжений

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

Исходя из практических соображений в расчете плотины сжимающие напряжения принимаются со знаком «–», а растягивающая со знаком «+».

Для удобства расчетов составляется таблица 6.2, в которую внесены все нагрузки.

Таблица 6.2 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузки	γ_f	Направление силы	Сила, кН	Сила γ_f , кН	Плечо, м	Момент, кН·м
Тв	1,0	→	2374,02	2374,02	7,33	17401,6
Th	1,0	←	47,44	47,44	-1,04	-49,3

Gб	0,95	↓	4048,86	3846,42	-5,71	-21963,0
Gпл	0,95	↓	2421,62	2300,54	-3	-6901,6
WвзВ	1,0	↑	671,2002	671,20	0	0,0
Wφ	1,0	↑	801,28	801,28	6,06	4855,8
Eн	1,2	→	9,45	11,34	2,67	30,3
Wволн	1,0	→	113,75	113,75	18,41	2094,2
qз	0,9	↓	12,62	11,36	-10,47	-118,9
Wн	1,0	↓	21,19	21,19	-9,7	-205,5

$$\sum N = G_{пл} + G_б + q_з - W_{вз} - W_{φ} + W_n \quad (6.71)$$

$$\sum N = 3846,42 + 2300,54 + 11,36 + 21,19 - 671,20 - 801,28 = 4707,02 \text{ кН}$$

Сумма моментов вычисляется с учетом знаков:

$$\sum M = -4856,5 \text{ кН} \cdot \text{м}$$

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

Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{\sum N}{B_{под}} + \frac{6 \sum M}{B_{под}^2}, \quad (6.72)$$

$$\sigma_y^u = -\frac{4707,02}{22} + \frac{6 \cdot (-4856,5)}{22^2} = -274,16 \text{ кПа},$$

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

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

$B_{под}$ – ширина подошвы плотины.

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_b \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (6.73)$$

$$\sigma_x^u = -274,16 \cdot 0 - 9,81 \cdot 22 = -215,82 \text{ кПа},$$

где H_d^u – напор расчетным сечением со стороны верхнего бьефа, 22 м;
 $m_u = \operatorname{tg} \alpha$ – тангенс угла между напорной гранью и вертикалью, 0.

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_b \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0 \text{ кПа}, \quad (6.74)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_b \cdot H_d^u \cdot m_u^2, \quad (6.75)$$

$$\sigma_1^u = -274,16 \cdot (1 + 0) + 9,81 \cdot 22 \cdot 0^2 = -274,16 \text{ кПа},$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_b \cdot H_d^u, \quad (6.76)$$

$$\sigma_3^u = -9,81 \cdot 22 = -215,82 \text{ кПа.}$$

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{\Sigma N}{B_{под}} - \frac{6 \Sigma M}{B_{под}^2}, \quad (6.77)$$

$$\sigma_y^t = -\frac{4707,02}{22} + \frac{6 \cdot 4856,6}{22^2} = -153,75 \text{ кПа,}$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_b \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2), \quad (6.78)$$

$$\sigma_x^t = -153,75 \cdot 0,78^2 - 9,81 \cdot 3,11 \cdot (1 - 0,78^2) = -105,49 \text{ кПа.}$$

где H_d^t – напор расчетным сечением со стороны нижнего бьефа;
 $m_t = 0,78$ – тангенс угла между низовой гранью и вертикалью.

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_b \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t, \quad (6.79)$$

$$\tau_{xy}^t = -(9,81 \cdot 3,11 - -153,75) \cdot 0,78 = 96,13 \text{ кПа,}$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_b \cdot H_d^t \cdot m_t^2, \quad (6.80)$$

$$\sigma_3^t = -153,75 \cdot (1 + 0,78^2) + 9,81 \cdot 3,11 \cdot 0,78^2 = -228,73 \text{ кПа}$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_b \cdot H_d^t, \quad (6.81)$$

$$\sigma_1^t = -9,81 \cdot 3,11 = -30,51 \text{ кПа.}$$

Краевые напряжения представлены в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Краевые напряжения

Напряжение	σ_y	σ_x	τ_{xy}	σ_1	σ_3
Напорная грань	-274,16	-215,82	0,00	-274,16	-215,82
Низовая грань	-153,75	-105,49	96,13	-30,51	-228,73

6.27 Проверка устойчивости плотины

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.82)$$

$$R = (G_6 + G_{\text{пл}} - W_{\text{взв}} - W_{\phi} + q_3 + W_{\text{н}}) \cdot \operatorname{tg}\varphi + E_{\text{пак}} \cdot \gamma'_c + c \cdot B_{\text{н}}, \quad (6.83)$$

$$R = (3846,42 + 2300,54 - 801,28 - 671,2 + 11,36 + 21,19) \cdot \operatorname{tg}31 + 0 + 70 \cdot 22 = 4563,42 \text{ кН/м} .$$

где $\varphi = 35^\circ$ – угол внутреннего трения для грунта основания;

$c = 100 \text{ кН/м}^2$ – сцепление грунта основания;

$$F = T_B - T_{\text{н}} + W_{\text{волн}} + E_{\text{н}}, \quad (6.84)$$

$$F = 2374,02 - 47,44 + 113,75 + 11,34 = 2449,78 \frac{\text{кН}}{\text{м}} .$$

Тогда условие на сдвиг:

$$\frac{4563,42 \cdot 0,90}{2449,78 \cdot 1} \geq 1,20 ,$$

$$1,68 \geq 1,20.$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости. Значит, плотина устойчива на сдвиг.

7 Охрана труда, пожарная безопасность, охрана окружающей среды

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Согласно федеральному закону "О безопасности гидротехнических сооружений" от 21.07.1997 N 117-ФЗ (последняя редакция) безопасность гидротехнических сооружений Павло-Татаренского гидроузла обеспечивается в процессе проектирования, строительства, капитального ремонта, эксплуатации, реконструкции, консервации и ликвидации гидротехнических сооружений.

Сведения о гидротехнических сооружениях Павло-Татаренской ГЭС после окончания их возведения вносятся в Российский регистр гидротехнических сооружений после утверждения декларации безопасности гидротехнического сооружения. При внесении в Регистр сведений о гидротехнических сооружениях Павло-Татаренского гидроузла ему присваивается II класс опасности – гидротехническое сооружение высокой опасности.

В соответствие с федеральным законом "О безопасности гидротехнических сооружений" от 21.07.1997 N 117-ФЗ (последняя редакция) 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;
- необходимость заблаговременного проведения комплекса мероприятий по максимальному уменьшению риска возникновения чрезвычайных ситуаций на гидротехнических сооружениях;
- ответственность за действия (бездействие), которые повлекли за собой снижение безопасности гидротехнических сооружений ниже допустимого уровня.

В процессе строительства и эксплуатации гидротехнических сооружений Павло-Татаренского гидроузла необходимо выполнять следующие требования для обеспечения их безопасности:

- обеспечить техническое обслуживание, эксплуатационный контроль и текущий ремонт;
- обеспечивать контроль (мониторинг) за показателями состояния гидротехнических сооружений, природных и техногенных воздействий и на основании полученных данных осуществлять оценку безопасности гидротехнического сооружения, в том числе регулярную оценку безопасности гидротехнического сооружения, вредных природных и техногенных воздействий, результатов хозяйственной и иной деятельности, в том числе деятельности, связанной со строительством и эксплуатацией объектов ниже и выше гидротехнического сооружения;
- обеспечивать разработку и своевременное уточнение критериев безопасности гидротехнического сооружения, а также правил его эксплуатации, требования к содержанию которых устанавливаются федеральными органами исполнительной власти в соответствии с их компетенцией;

- разрабатывать системы контроля за состоянием гидротехнического сооружения;
- систематически анализировать причины снижения безопасности гидротехнического сооружения и своевременно осуществлять разработку и реализацию мер по обеспечению технически исправного состояния гидротехнического сооружения и его безопасности, а также по предотвращению аварии гидротехнического сооружения;
- обеспечивать проведение регулярных обследований гидротехнического сооружения;
- создавать финансовые и материальные резервы, предназначенные для ликвидации аварии гидротехнического сооружения, в порядке, установленном Правительством Российской Федерации для создания и использования резервов материальных ресурсов для ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера;
- организовывать эксплуатацию гидротехнического сооружения в соответствии с разработанными и согласованными с федеральными органами исполнительной власти, уполномоченными на проведение федерального государственного надзора в области безопасности гидротехнических сооружений, правилами эксплуатации гидротехнического сооружения и обеспечивать соответствующую обязательным требованиям квалификацию работников;
- создавать и поддерживать в состоянии готовности локальные системы оповещения;
- содействовать федеральным органам исполнительной власти, уполномоченным на проведение федерального государственного надзора в области безопасности гидротехнических сооружений, в реализации их функций;
- совместно с органами местного самоуправления информировать население о вопросах безопасности гидротехнических сооружений;
- финансировать мероприятия по эксплуатации гидротехнического сооружения, обеспечению его безопасности, а также работы по предотвращению и ликвидации последствий аварий гидротехнического сооружения;
- заключать договор обязательного страхования гражданской ответственности в соответствии с законодательством Российской Федерации об обязательном страховании гражданской ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте;
- осуществлять капитальный ремонт, реконструкцию, консервацию и ликвидацию гидротехнического сооружения в случае его несоответствия обязательным требованиям;
- обеспечивать внесение в Регистр сведений о гидротехническом сооружении;
- обеспечивать проведение аттестации работников по вопросам безопасности гидротехнических сооружений в случаях, предусмотренных настоящим Федеральным законом.

Работники, в том числе руководители, в целях подтверждения знания обязательных требований к обеспечению безопасности гидротехнических сооружений обязаны не реже одного раза в пять лет проходить аттестацию по вопросам безопасности гидротехнических сооружений. Аттестация работников по вопросам безопасности гидротехнических сооружений проводится в объеме требований к обеспечению безопасности гидротехнических сооружений, необходимых для исполнения ими трудовых обязанностей.

7.2 Охрана труда

7.2.1 Общие положения

Согласно СТО 70238424.27.140.012-2011 «Гидроэлектростанции. Охрана труда (правила безопасности) при эксплуатации и техническом обслуживании сооружений и оборудования ГЭС. Нормы и требования» все работники ГЭС, а также работники подрядных организаций, привлекаемых для работ на территории ГЭС, должны знать и выполнять требования СТО 70238424.27.140.012-2011, а также соответствующие требования в области охраны труда (правил безопасности).

Сооружения и оборудование Павло-Татаренской ГЭС должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда. При этом обязательно предусматривается защита работников и в зонах возможного затопления ГЭС. На случай возникновения нерасчетных эксплуатационных ситуаций должны быть в постоянной готовности к реализации предварительно разработанные для разных степеней угрозы технические и организационные мероприятия по обеспечению безопасности персонала ГЭС. Для таких случаев должно быть предусмотрено обустройство специальных безопасных (аварийно-спасательных) помещений, рассчитанных на соответствующий штатный состав персонала.

Для Павло-Татаренской ГЭС должны быть разработаны схемы и пути эвакуации работников из зон расчетно-возможного затопления или обрушения грунта на отметки выше расчетного уровня такого затопления, оползня, обрушения или в специальные безопасные помещения. Экспликации планы эвакуации должны быть вывешены на видных местах. Экспликации при отключении основного освещения должны подсвечиваться от резервных автономных источников питания. Эвакуационные выходы должны быть оснащены видимыми при отключении основного освещения водонепроницаемыми указателями с автономными источниками питания.

Безопасные помещения должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, системами автономных устройств жизнеобеспечения; а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами. При этом в помещениях должны быть предусмотрены расчетно-необходимые запасы питьевой воды, СИЗ и дыхательных смесей, соответствующее обустройство санитарно-бытовыми устройствами и дистанционными средствами связи.

На Павло-Татаренской ГЭС и должны обеспечиваться:

– контроль соблюдения требований СТО 70238424.27.140.012-2011, требований инструкций по охране труда;

– проведение инструктажей и тренировок для отработки навыков по эвакуации работников в случае появления угрозы затопления или обрушения грунта, по применению и пользованию автономных установок жизнеобеспечения, безопасных помещений, способных защитить работников в случае затопления помещений здания ГЭС, а также навыков по закрытию вручную затворов на гребне плотины и дверей в безопасных (аварийно-спасательных) помещениях.

На Павло-Татаренской ГЭС должны обеспечивать контроль и систематические проверки:

– соответствия как функционирующего, так и находящегося в ремонте или в резерве оборудования и сооружений ГЭС требованиям безопасности;

– знаний работниками схем путей эвакуации, схем размещения безопасных помещений, навыков их использования на практике;

– знаний работниками СИЗ, средств коллективной защиты и систем автономных установок жизнеобеспечения, навыков их применения по назначению;

– соблюдения работниками норм охраны и безопасности труда;

– правильным, по назначению, использованием работниками предохранительных приспособлений, спецодежды и других в зависимости от характера выполняемых работ.

На Павло-Татаренской ГЭС должен быть оборудован кабинет или уголок охраны труда и безопасности с didактическими и иллюстративными материалами по тематике охраны труда и безопасного производства работ.

На каждом рабочем месте должны быть производственные и должностные инструкции и инструкции по охране труда в объеме, обязательном для данной должности или профессии.

7.2.2 Требования к персоналу

Весь персонал Павло-Татаренской ГЭС должен быть обеспечен спецодеждой, спецобувью и другими средствами индивидуальной и коллективной защиты в зависимости от выполняемых работ согласно ГОСТ 12.4.011 и обязан пользоваться ими во время работы.

Обеспечение средствами индивидуальной защиты (специальной одеждой, специальной обувью, средствами защиты головы, лица, рук, глаз, органов дыхания и слуха) работников соответствующих профессий и должностей с учетом особенностей и условий выполняемых ими работ, должно осуществляться согласно коллективному договору, но в не меньших номенклатуре, объемах и сроках пользования, определенных государственными правилами и нормами обеспечения работников этими средствами индивидуальной защиты.

Средства индивидуальной защиты должны применяться работником в четком соответствии с указаниями и инструкциями их изготовителей. При неиспользовании СИЗ по назначению, работник не допускается к работе.

Проверка знаний по оказанию первой помощи при несчастных случаях на производстве должна проводиться при периодической проверке знаний правил и инструкций по охране труда и безопасности.

Ежегодно, с применением современных тренажеров, должно проводиться обучение персонала приемам реанимации, отработка навыков по эвакуации работников в случае появления угрозы затопления или обрушения грунта, по применению и пользованию автономных установок жизнеобеспечения, безопасных помещений, способных защитить работников в случае затопления помещений здания ГЭС, по закрытия вручную затворов на гребне плотины и дверей в безопасных (аварийно-спасательных) помещениях

7.3 Пожарная безопасность

7.3.1 Общие требования пожарной безопасности

Основы пожарной безопасности в Российской Федерации законодательно закреплены в Федеральном законе от 21.12.1994 № 69-ФЗ. Требования к пожарной безопасности изложены в правилах пожарной безопасности, утвержденных МЧС России. В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние Павло-Татаренской ГЭС возлагается на руководителя станции.

Павло-Татаренская ГЭС должна быть оборудована системой пожарной безопасности, направленной на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара.

Руководитель Павло-Татаренской ГЭС обязан:

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

Ответственность за пожарную безопасность отдельных производственных и вспомогательных помещений (сооружений) и размещенных в них

оборудования и устройств возлагается на руководителей структурных подразделений или на специально назначенных должностных лиц.

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

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

В обязанности оперативного персонала входит:

- при возникновении пожара принять меры к немедленному вызову пожарных подразделений;
- известить руководство гидроэлектростанции;
- обесточить электрооборудование в зоне пожара;
- выдать письменный допуск для тушения пожара;
- организовать его тушение и эвакуацию персонала (при необходимости), а также восстановление нормального режима работы оборудования и т.д.

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

Все работники Павло-Татаренской ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности. Подготовка работников включает в себя:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- регулярные инструктажи (первичный, периодические, внеплановые и целевые), по вопросам пожарной безопасности;
- специальную подготовку;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;
- изучение и проверку знаний правил пожарной безопасности и т.д.

Персонал ГЭС несет ответственность за обеспечение пожарной безопасности. Лица, виновные в нарушении правил пожарной безопасности несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством.

7.3.2 Объекты водяного пожаротушения

Объектами водяного пожаротушения Павло-Татаренской ГЭС являются:

- гидрогенераторы;
- силовые трансформаторы;
- кабельные сооружения;
- станционное маслохозяйство;
- подпультовые, подщитовые помещения.

Повреждение в генераторах, вызванное пробоем изоляции обмоток статора генератора, может вызвать пожар с тяжелыми последствиями. На генераторах ГЭС устанавливаются защиты, которые автоматически с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора сигнализируют о наличии возгорания и осуществляют пуск автоматической системы пожаротушения. В качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода. Вблизи лобовых частей обмоток статора размещают дренчерные кольцевые трубопроводы, в которых выполнены отверстия со специальными насадками (дренчерами), ось которых направлена в сторону обмотки. Следует отметить, что при ложном срабатывании защиты или при длительной подаче воды происходит излишнее увлажнение изоляции, поэтому требуется достаточно высокая надежность работы этих устройств.

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

Кабельные сооружения Павло-Татаренской ГЭС должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и запорно-пусковые устройства. Каждый объект оснащается системой пожарного обнаружения и оповещения, с помощью которой осуществляется обнаружение пожара, а также автоматическим пуском системы и автоматической подачей воды на очаг пожара.

7.3.3 Пожарная безопасность аккумуляторных установок

На двери помещения аккумуляторной должны быть нанесены соответствующие надписи, а также необходимые запрещающие и предписывающие знаки безопасности.

При замене или ремонте нагревательных устройств, светильников, электродвигателей вентиляции и электропроводки в основных и вспомогательных помещениях аккумуляторных батарей должны учитываться требованияния их монтажа, установки и эксплуатации во взрывоопасных зонах в соответствии с ПУЭ.

В помещениях аккумуляторных батарей должно регулярно проверяться состояние приточно-вытяжной вентиляции, которая блокируется с зарядным устройством и обеспечивает номинальный режим работы.

Полы и стеллажи для установки стационарных аккумуляторов должны быть выполнены в соответствии с требованиями ПУЭ и технических условий.

При реконструкции аккумуляторной батареи помещение может отапливаться калориферным устройством, располагаемым вне этого помещения, с применением устройств против заноса искр через вентиляционные каналы. Трубопроводы парового или водяного отопления аккумуляторных помещений должны соединяться на сварке. Запрещаются фланцевые соединения и установка вентилей.

Ремонт и хранение кислотных и щелочных аккумуляторов должны осуществляться в разных помещениях.

В аккумуляторном помещении забор воздушно-газовой среды при вентиляции должен производиться как из верхней, так и из нижней его части. Если потолок имеет выступающие конструкции или наклон, должна быть предусмотрена вытяжка воздуха соответственно из каждого отсека или из самой верхней части потолка.

При естественном освещении помещения аккумуляторных батарей стекла окон должны быть матовыми или покрываться белой kleевой краской, стойкой к агрессивной среде.

Работы с использованием паяльных ламп в помещениях аккумуляторных батарей должны проводиться после прекращения зарядки батареи при условии тщательного проветривания и анализа воздушной среды.

Запрещается непосредственно в помещениях аккумуляторных батарей курить, хранить кислоты и щелочи в количествах, превышающих односменную потребность, оставлять спецодежду, посторонние предметы и сгораемые материалы.

7.4 Мероприятия по охране окружающей среды

7.4.1 Общие сведения о районе строительства

Павло-Татаренский гидроузел расположен в Ленинградской области на реке Паша в 15 км выше по течению от села Вонга.

Паша берет начало на южном склоне Катунского хребта у подножия горы Белухи, у южной оконечности ледника Геблера. Длина реки - 250 км. В створе проектируемой Павло-Татаренской ГЭС водосборная площадь представляет среднегорье и высокогорье, преобладающий характер долины – все более широкое развитие террас.

Рассматриваемая территория относится к умеренно-континентальному климатическому району с неустойчивой зимой и жарким летом. Средняя годовая температура воздуха составляет +8,7°C, абсолютный минимум -33°C, абсолютный максимум +37°C. Годовая сумма осадков около 555 мм (от 321 до 760 мм).

Основными загрязняющими веществами, поступающими в реку со сточными водами промышленных предприятий, предприятий коммунального хозяйства и с ливневыми водами с территории населенных пунктов, являются: нефтепродукты, нитриты, нитраты, фосфаты, а также необеззараженные сточные воды, который сбрасывает в воды реки самый крупный в республике мясокомбинат.

Растительность территории в районе строительства Павло-Татаренской ГЭС преимущественно представлена лиственными породами. Берега реки, имеющие большой уклон не покрыты растительностью. В логах и местах с небольшим уклоном имеются ленточные сосновые боры.

В районе площадки строительства Павло-Татаренского ГУ богатство фауны также объясняется разнообразием ландшафта. Высоко в горах обитают орлы-беркуты, для которых добычей служат мыши, суслики и сурки.

К краснокнижным, редким и исчезающим животным относятся: перевязка, выдра, белка-летяга, филин, сапсан и др. Поэтому, начиная с первого года строительства, и на протяжении всего периода эксплуатации необходимо проводить мониторинг численности краснокнижных и редких видов для разработки мероприятий по минимизации воздействия объектов Павло-Татаренского гидроузла на краснокнижные и редкие виды животных, а также определить мероприятия по компенсации ущерба этим видам от строительства гидроузла.

Водные биологические ресурсы реки Паша на участке строительства Павло-Татаренской ГЭС представлены следующими видами: лещ, плотва, судак, стерлядь, щука и т.д. В соответствии с постановлением правительства Российской Федерации от 28.02.2019 № 206 «Об утверждении Положения об отнесении водного объекта или части водного объекта к водным объектам рыбохозяйственного значения и определении категорий водных объектов рыбохозяйственного значения» река Паша на рассматриваемом участке относится к водному объекту II категории рыбохозяйственного значения,

поэтому и в период строительства, и в период дальнейшей эксплуатации гидроузла сброс сточных вод в реку Паши необходимо производить с содержанием загрязняющих веществ с концентрациями, не превышающими ПДК.

7.4.2 Охрана окружающей среды в период строительства

При строительстве Павло-Татаренского ГУ выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- отсыпка перемычек;
- подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений;
- строительство поселка для эксплуатирующего персонала.

В период строительства предусмотрены мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по минимизации воздействия на окружающую среду непосредственно от строительства.

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе сводка леса и санация территории;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;
- образование и обращение с отходами;
- опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС;
- переселение населения из зоны затопления.

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

- формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
- изменение процессов переноса и седиментации наносов;
- формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды Паши в нижнем бьефе Павло-Татаренского гидроузла;
- формирование нового гидробиологического режима и изменение биологической продуктивности водного объекта из-за смены речного типа экосистемы на озерный.

В соответствии с требованиями СанПиН 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» от 01.07.1985 в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

- произвести очистку территории от остатков строений и мусора;

- вывезти нечистоты из уборных, бытовые отходы;
- произвести санитарную очистку территорий животноводческих объектов;

– произвести засыпку искусственных углублений и тампонаж скважин;

Помимо этого, требуется произвести очистку ложа от древесной и кустарниковой растительности.

При проектировании мероприятий по инженерной защите населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления, берегообрушения, предусматриваются:

– технические мероприятия, исключающие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;

– технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты;

Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с работой автотранспорта, проведением различных видов строительных работ.

7.4.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СанПиН 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» от 01.07.1985, в соответствии с которыми:

– разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора;

– состав и объемы работ по подготовке ложа водохранилища и зоны затопления определяются в разделе "Санитарно-технические условия по подготовке ложа водохранилища", представляемого на согласование в составе материалов по выбору площадок для строительства;

– мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантов проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ. Указанные материалы должны приводиться в соответствующих разделах проекта. работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища;

– работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища;

– мероприятия, предусмотренные проектом для достижения нормативных показателей качества воды в водохранилище и нижнем бьефе, должны осуществляться с опережением сроков возведения основных гидротехнических сооружений и завершиться до начала заполнения водохранилища.

Создание водохранилища влечет за собой необходимость в переселении жителей из зоны затопления. Все населенные пункты, предприятия, здания и сооружения, расположенные в зонах постоянного и временного затопления (в период половодий и зимних зарегулированных уровней в нижних бьефах), подтопления и берегообрушения подлежат переносу или инженерной защите в соответствии с требованиями СНиП П-60-75 «Планировка и застройка городов, поселков и сельских населенных пунктов» и СНиП 2.06.15-85 «Инженерная защита территории от затопления и подтопления».

В СанПиН 3907-85 указываются следующие мероприятия по санитарной подготовке территории затопления:

- санитарная очистка территорий населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, подлежащих выносу, а также мест массивного загрязнения;
- очистка от древесной и кустарниковой растительности;
- мероприятия в местах захоронений;
- подготовка прибрежных участков водохранилищ около населенных пунктов – санитарных зон.

В санитарную очистку территории включается:

- на территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения, выступающие над землей более чем на 50 см (0,5 м). Оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте, металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки;
- нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки на специально отведенные участки или специальные сооружения по обеззараживанию и переработке;
- санитарная очистка территории животноводческих объектов, а также предприятия по хранению и обработке сырья животного происхождения, попадающих в зону затопления, подтопления и берегообрушения, проводится следующим образом: навоз, навозные стоки и мусор обеззараживаются одним из методов, предусмотренных Общесоюзными нормами технологического проектирования систем удаления, обработки, обеззараживания, хранения, подготовки и использования навоза и помета (ОНТП17-81), после чего вывозятся на сельскохозяйственные поля; почва животноводческих помещений, загонов, выгульных дворов и др. прожигается с применением горючих материалов или орошается растворами соли гипохлорита кальция (ДТС ГК) или хлорной извести, содержащей не менее 5% активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого вывозится за пределы территории затопления, подтопления и берегообрушения и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2 м;
- очистные канализационные сооружения, свалки, поля асептизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию. Места расположения указанных сооружений должны быть

перепаханы в зоне мертвого объема не позднее, чем за один весенне-летний сезон до заполнения водохранилища. В зоне сработки водохранилища, подтопления и берегообрушения на территории указанных сооружений необходимо производить выемку слоя загрязненного грунта до чистого, с вывозом его за пределы территории прогнозируемого подтопления и берегообрушения с последующим обеззараживанием территории сухой хлорной известью с засыпкой чистым грунтом;

– очистка территории после переноса промышленных предприятий производится с учетом тех же требований, что и для населенных пунктов;

– скважины (артезианские, геологоразведочные, нефтяные и другие) как функционирующие, так и нефункционирующие попадающие в зону санитарной очистки, подлежат засыпке или тампонажу.

При подготовке ложа водохранилища к затоплению будет производится очистка от древесной и кустарниковой растительности. Лесосводка будет производиться в объеме порядка 74 тыс. м³. Лесоочистка будет производиться в объеме порядка 46,3 тыс. м³.

Так как в зону затопления не попадают места захоронений, населенные пункты, предприятия и др. сооружения, подлежащие выносу, в мероприятиях по их санитарной очистке нет необходимости.

На берегу водохранилища после его затопления будет находиться 1 существующий ныне населенный пункт – пос. Байка, возле которого необходимо подготовить санитарную зону, протяженностью около 4 км.

7.4.4 Отходы, образующиеся при строительстве

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительно-монтажных работ, при этом будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

1. Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме.

Код отходов по ФККО 2020 – 8 22 201 01 21 5. Масса отходов (M) может быть рассчитана по формуле (7.1):

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{ т}, \quad (7.1)$$

где N – объем бетонных работ, м³;

q = 1,8% – удельный норматив образования отходов, %;

ρ = 2,5 т/м³ – плотность бетона, т/м³.

Объем бетонных работ для Павло-Татаренской ГЭС составляет 221619 м³, тогда, согласно (7.1), масса отходов составит:

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{221619 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 9973 \text{ т.}$$

2. Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные.

Код отходов по ФККО 2020 – 4 61 010 01 20 5. Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с Приложением Ж РДС 82-202-96. Норма образования отходов арматуры составляет 1,0 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, m, \quad (7.2)$$

где N – количество арматуры, т;

q – удельный норматив образования, %;

$\rho = 2,0 \text{ т}/\text{м}^3$ – удельный вес арматуры, т/м³.

Количество арматуры, укладываемой в бетон при строительстве Павло-Татаренской ГЭС, составляет 3945 т. Тогда, согласно формуле (7.3), масса отходов арматуры составит:

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{3945 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 78,9 \text{ т}. \quad (7.3)$$

Таким образом в результате строительства будет образовано 9973 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 78,9 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

7.4.5 Охрана окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Павло-Татаренского ГУ воздействие на окружающую среду будет оказываться:

1. сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;

2. выбросами в атмосферу от:

– периодического опробования дизель – генераторов;

– сварочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;

– окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;

3. образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;

4. на среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

В период эксплуатации ГЭС основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

1. регулирование водным режимом водотока;
2. очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
3. обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;
4. при проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

В связи с тем, что на расстоянии 4 км от Павло-Татаренской ГЭС ниже по течению находится населенный пункт – с. Вонга, согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» от 25.09.2007 требуется проведение исследований по необходимости установления санитарно-защитной зоны: исследования химических (выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от источников выбросов) и физических (шум, инфразвук, интенсивность электромагнитных полей) факторов.

Также, согласно СанПиН 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения и водопроводов питьевого назначения» от 14.03.2002 требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Паша от сбросов Павло-Татаренской ГЭС ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны (ЗСО) источников питьевого водоснабжения села Еланда, в пределах промплощадок объектов Павло-Татаренской ГЭС регламентируется требованиями СанПиН 2.1.4.1110-02:

- в первом поясе ЗСО не допускается спуск любых сточных вод, в том числе сточных вод водного транспорта;
- выявление объектов загрязняющих источников водоснабжения, с разработкой конкретных водоохраных мероприятий, обеспеченных источником финансирования, подрядными организациями и согласованных с центром государственного санитарно-эпидемиологического надзора.

8 Технико-экономические показатели

8.1 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования. Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации приведена в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2026	2027	2028	2029	2030
Установленная мощность	МВт	11,34	22,68	22,68	22,68	22,68
Число часов использования установленной мощности	Часы	2 662	2 662	2 662	2 662	2 662
Выработка электроэнергии	МВт·ч	30 187	60 374	60 374	60 374	60 374
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	0,57	1,13	1,13	1,13	1,13
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	10,77	21,55	21,55	21,55	21,55
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	1 318	1 349	1 379	1 403	1 417
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	0,14	0,29	0,29	0,30	0,30
НДС к выручке	млн.руб	2,37	4,84	4,95	5,04	5,09

Данные, полученные в результате расчётов, показывают, что при постоянном объеме продаж электроэнергии полученная выручка возрастает. Это связано прежде всего с ростом тарифов на электроэнергию

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 ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ПАО «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 и незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости): 0,02%.

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	5,79
Прочие	274,0	6,21
Итого по ГЭС		12,00

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные знания расходов на ремонт в процентах, представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этапы жизненного цикла проекта (лент)	1-5	6-15	16-25	более 25
Величина %				

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
--------------	--------	-----------------

ОАО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс.руб/Мвт	3,07
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб/Мвт*ч	0,025
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб/Мвт*ч	0,007
Итого		3,102

Налог на воду в расчёте на 1 тыс. кВт · ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ (ЕСУ ПАО «РусГидро») для реки Паша 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		
Амортизационные отчисления, млн.руб.	9,53	2,03
Расходы на страхование, млн.руб.	0,18	0,18
Эксплуатационные затраты, млн.	6,00	12,00

н.р уб.		
Расходы на ремонт производственных объектов, н.р уб.	0,05	0,05
Расходы на услуги регулирующих компаний мпаний, н.р уб.	1,76	1,90
Налог на воду, н.р уб.	0,39	0,94
Итого , мл н.р уб.	17,93	17,11

Из полученных данных можно сделать вывод, что основную часть затрат по гидроузлу в первые годы эксплуатации занимают эксплуатационные затраты и амортизационные отчисления.

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы (рисунок 8.1).

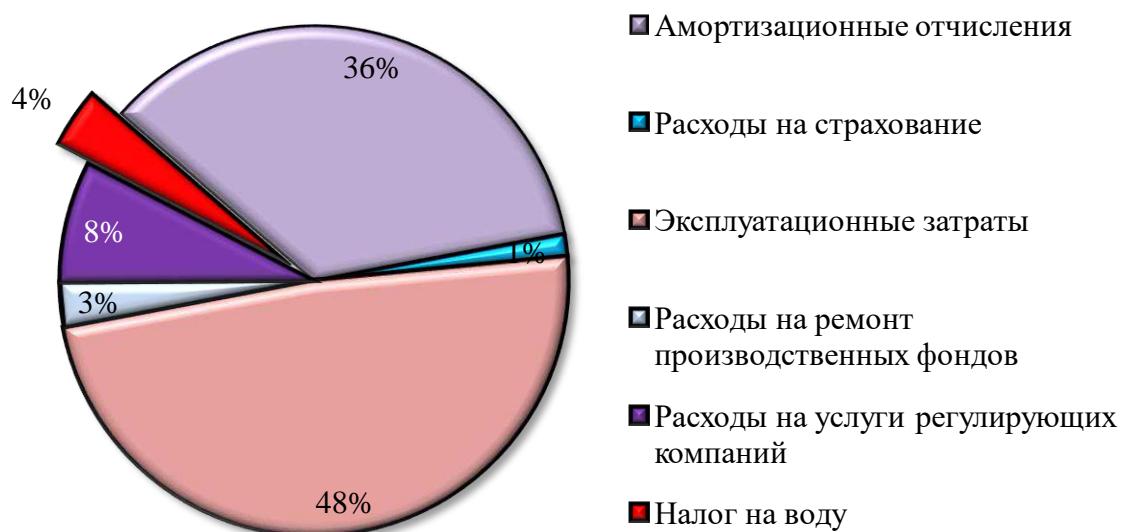


Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %

Из рисунка 8.1 видно, что в процентном соотношении можно сделать аналогичный с таблицей 8.5 вывод. Эксплуатационные затраты являются основным источником затрат (48 %), амортизационных отчислений несколько меньше (36 %), следом идут расходы на услуги регулирующих компаний (8 %), налог на воду составил всего 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

Н а и м е н о в а н и е	Год реализации проекта				
	1	2	3	4	5
Н а л о г на прибыль, млн. руб.	22,12	22,79	23,23	23,71	24,19
НДС, млн. руб.	47,76	48,22	48,66	49,14	49,57
Взн	31,67	31,50	31,50	31,50	31,50

о с ы в с о ц и а л ь н ы е ф о н д ы ,, м л н .br/>.р у б .					
Н а л о г н а и м у ш е с т в о ,, м л н .br/>.р у	0,72	0,69	0,67	0,64	0,61

б. И т о г о, м л н. р у б.	102,26	103,20	104,06	104,98	105,83
--	--------	--------	--------	--------	--------

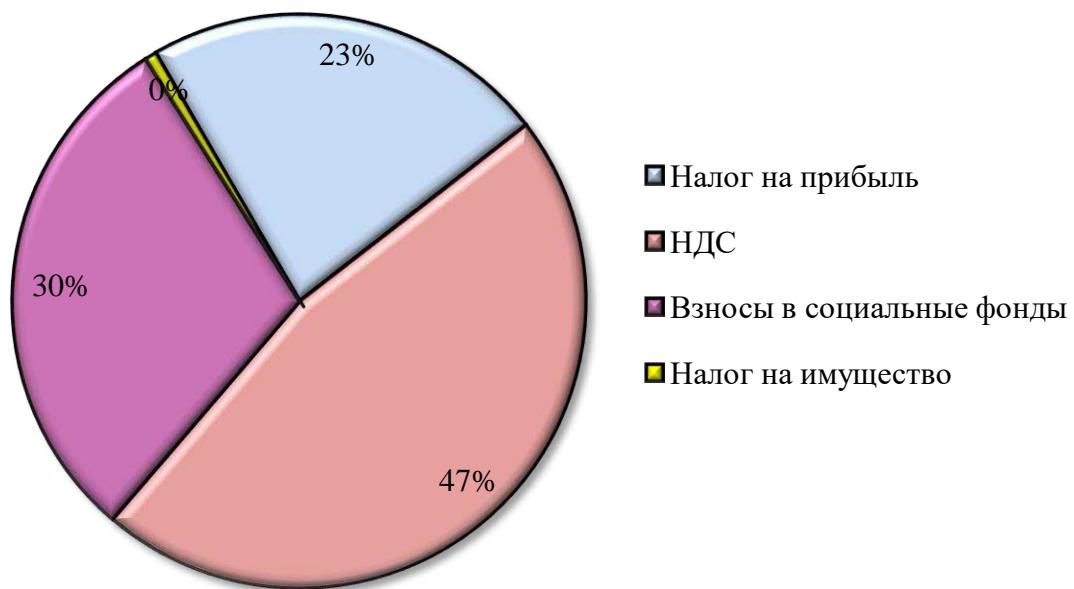


Рисунок 8.2 – Структура налогов, %

Расчетные данные показывают, что основные налоговые отчисления приходятся на налог на добавленную стоимость (НДС). Также видно, что на взносы в социальные фонды и на налог на прибыль приходится значительная часть расходов ГЭС, налог на имущество составил меньше процента.

8.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является конечным 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

Н аи м ен ов ан ие	Год реализации проекта				
В ы ру чк а (н еет то) , м лн .р уб .	227,60	232,82	237,04	239,38	241,54
Те ку щ ие ра сх од ы, м лн .р уб .	17,11	15,93	24,12	16,53	16,53
Е ВI T(п риб ы ль до на ло	95,51	101,86	97,80	111,11	114,12

го об ло ж ен ия (), м лн .р уб .					
С ко рр ек ти ро ва нн ы й на ло г на пр иб ы ль ,,	14,70	20,29	19,50	22,12	22,79
Н О Р А Т (ч ис та я	79,19	81,49	78,24	88,89	91,30

пр иб ы ль (), м лн .р уб .					
С та вк а на ло га на пр иб ы ль ,	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

8.5 Методология, исходные данные

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 Павло-Татаренской 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 «Павло-Татаренской ГЭС на реке Паша»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	146
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	6,09
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,21
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	11,74
Себестоимость эл.энергии, руб./КВт·ч	0,08
Удельные капиталовложения, руб./Квт	3704,85

По данным таблицы видно, что доход на конец расчетного периода составит почти 6,9 млн. руб. Полученная величина себестоимости электроэнергии – 0,08 руб./кВт·ч, что ниже предписанного ЕСУ ОАО «РусГидро». Это свидетельствует об эффективности инвестиций в строительство ГЭС.

8.7 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений величина которых показана в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2023	2024	2025	2026	2027
--------------	------	------	------	------	------

В федеральный бюджет, млн.руб	25,38	25,38	25,38	39,74	93,22
В региональный бюджет, млн.руб	0	0,01	0,18	0,39	0,44
Итого налоговых поступлений, млн.руб	25,38	25,39	25,56	40,13	93,66

Налоговым законодательством РФ предусмотрены налоги и сборы, которые подлежат перечислению в федеральный и региональный бюджеты. Каждый из них служит для выполнения соответствующих функций. В связи с увеличением прибыли, которая растёт с каждым годом реализации проекта, увеличиваются и налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты (таблица 8.9).

Проект «Павло-Татаренской ГЭС на реке Паша», с установленной мощностью 22,7 МВт экономически оправдан, т.к. показатель чистого приведенного дохода инвестиционного проекта $NPV > 0$.

Проект окупится еще до его окончания, так как срок проекта составляет 360 месяца (30 лет), а период окупаемости – 146 месяцев (12 лет и 2 месяца), что является приемлемым для электростанций.

График денежных потоков с укрупненными этапами реализации проекта представлен на рисунке 8.3.

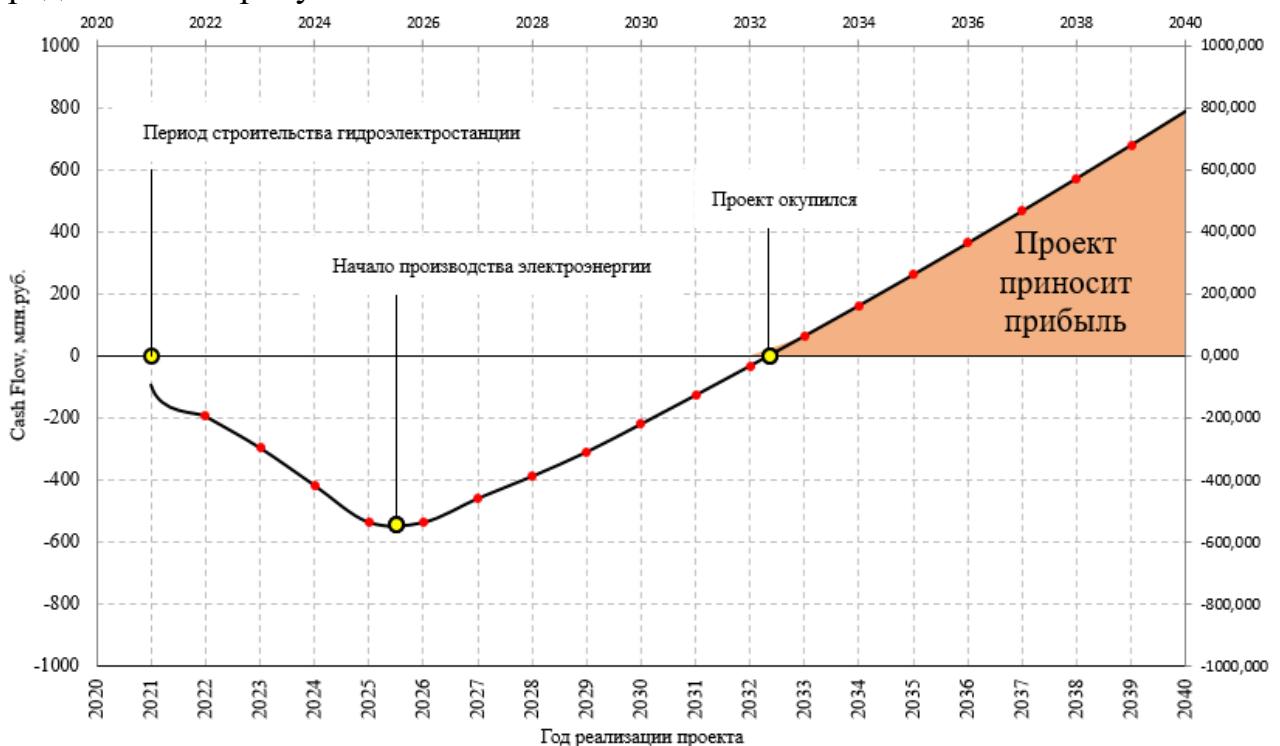


Рисунок 8.3 – График денежных потоков с укрупненными этапами реализации проекта

9 Современные СОПТ и методы контроля изоляции СОПТ

9.1 Общие сведения о системе оперативного постоянного тока

Устройства релейной защиты и автоматики играют важнейшую роль в энергосистеме, поэтому на станциях и подстанциях необходимо иметь систему, которая обеспечит их максимальную надежность и корректность работы. Для данных целей используется система оперативного постоянного тока. Система обеспечивает бесперебойное питание вторичных устройств при помощи постоянного оперативного тока. Из-за того, что система оперативного постоянного тока является важнейшей системой электростанции, от надежности которой зависит способность станции выполнять свои функции, к надёжности этой системы предъявляются особые требования.

Системой оперативного постоянного тока (СОПТ) называется совокупность преобразовательных, аккумулирующих и распределительных устройств электрической энергии, предназначенных для надежного обеспечения оперативным постоянным током устройств вторичной коммутации во всех режимах работы энергообъектов.

СОПТ предназначена для бесперебойного электроснабжения ответственных потребителей напряжением постоянного тока, таких как:

- устройства релейной защиты и автоматики;
- устройства управления и приводов высоковольтных выключателей;
- устройства связи, обеспечивающие передачу сигналов и команд релейной защиты и автоматики;
- устройства сигнализации;
- устройства противоаварийной автоматики;

- устройства коммуникации, обеспечивающие передачу сигналов и команд между устройствами релейной защиты и автоматики;
- устройства коммерческого учета электроэнергии;
- устройства сбора информации для автоматизированной системы управления технологическими процессами и системы сбора и передачи информации;
- приводы автоматических вводных и секционных выключателей щитов собственных нужд напряжением 0,4 кВ.

СОПТ также должна обеспечивать резервное питание для следующих электроприемников:

- инверторов резервного питания автоматизированной системы управления технологическими процессами;
- питание светильников аварийного освещения помещения аккумуляторной батареи, общеподстанционного пункта управления, релейного щита, закрытого распределительного устройства, насосных камер, задвижек пожаротушения.

Все приемники, подключенные к системе оперативного постоянного тока очень важны, и потеря питания электроприемников может привести к отказу и выходу из строя дорогостоящего первичного оборудования, установленного на электростанции.

Таким образом, при проектировании СОПТ необходимо решать целый комплекс задач, которые стоят перед инженерами. Под каждый проект необходим индивидуальный подход и выверенная подборка комплектующих, полностью подходящих под требования заказчика.

9.2 Требования, предъявляемые к системе оперативного постоянного тока

Требования к СОПТ определяются следующими стандартами СТО РусГидро 02.02.105-2013 «Гидроэлектростанции. Системы оперативного постоянного тока. Технические требования, типовые технические решения» и СТО 56947007-29.120.40.041-2010 «Системы оперативного постоянного тока подстанции. Технические требования».

К системам оперативного постоянного тока предъявляются следующие общие требования:

- СОПТ должна обеспечивать бесперебойное рабочее и резервное электропитание потребителей постоянного тока, размещаемых в здании ГЭС, на гидротехнических сооружениях и на площадках распределительных устройств.
- в СОПТ должна применяться система заземления ГТ (изолированная нейтраль);
- номинальное значение напряжения СОПТ ГЭС должно составлять 220 В;
- напряжение на шинах ЩПТ (щит постоянного тока) в нормальных условиях эксплуатации допускается поддерживать на 5% выше номинального напряжения.

- предельно допустимый разброс напряжений на клеммах потребителей постоянного тока минус 20% - плюс 5% от номинального значения, в том числе при аварийных разрядах АБ;
- обеспечение работы СОПТ в режиме аварийного разряда АБ не менее 30 минут при питании от каждой из взаиморезервированных АБ;
- срок службы оборудования, используемого в СОПТ, должен быть не менее чем 20 лет, за исключением АБ, применяемых в ШУОТ, для которых допустимо снижение срока службы оборудования до 12 лет;

9.3 Состав оборудования систем оперативного постоянного тока

Система оперативного постоянного тока состоит из следующего оборудования и устройств:

- аккумуляторные батареи (АБ);
- устройства заряда-подзаряда (ЗВУ);
- щиты постоянного тока (ЩПТ);
- шкафы распределения оперативного тока (ШРОТ);
- устройства автоматики и контроля;
- силовые и контрольные кабели;
- устройства мониторинга СОПТ.

Структурная схема СОПТ представлена на рисунке 9.1

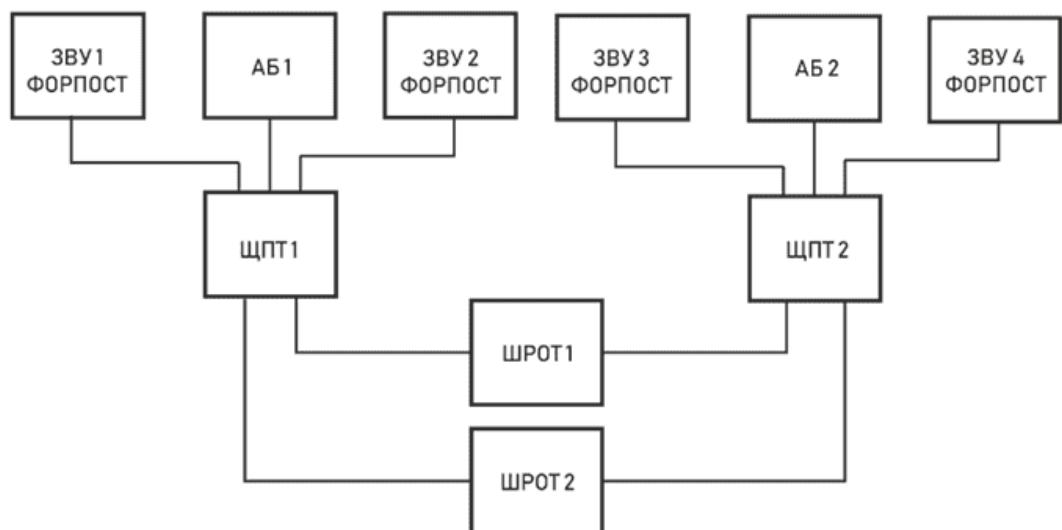


Рисунок 9.1 – Структурная схема СОПТ

Схема СОПТ показанная на рисунке 9.1, является универсальной схемой. Она обладает высокими показаниями надежности, имеет большую гибкость и ремонтнотехническую пригодность. Основной недостаток представленной схемы, высокая стоимость всего необходимого оборудования. На схеме реализуется двухуровневая защита потребителей.

Также схема питания оперативным током должна обеспечить возможность подключения каждого потребителя к нескольким источникам оперативного тока.

От надежности этой схемы зависит общая надежность работы потребителя оперативного тока.

9.3.1 Аккумуляторные батареи

Аккумуляторные батареи предназначены для питания электроприемников постоянного тока при отсутствии питания от зарядных устройств.

Аккумуляторные батареи в системе оперативного постоянного тока являются важным узлом и к ним предъявляются требования:

- высокая надёжность и способность аккумуляторной батареи обеспечивать требуемую разрядную ёмкость и достаточный уровень напряжения у потребителей (не менее $0,8U_{\text{ном}}$) в течение всего срока эксплуатации, а также длительный (не менее 20 лет) срок службы;

- на ГЭС должны использоваться стационарные мало обслуживаемые свинцово-кислотные аккумуляторы вентилируемого типа;

- должна быть обеспечена работы СОПТ в режиме аварийного разряда АБ не менее 30 мин при питании от каждой из взаиморезервированных АБ.

- предельно допустимый разброс напряжений на клеммах потребителей постоянного тока минус 20% - плюс 5% от номинального значения, в том числе при аварийных разрядах АБ и ускоренных и уравнительных зарядах АБ.

Требуемое количество аккумуляторных батарей определяется:

- количеством и мощностью потребителей СОПТ;

- возможностью обеспечения требуемого уровня напряжений у потребителей в нормальном и аварийных режимах;

Помещения, в которых устанавливаются аккумуляторные батареи, являются помещениями повышенной опасности. Требования, предъявляемые к помещениям по стандарту:

- аккумуляторное помещение должно быть оборудовано принудительной проточно-вытяжной системой;

- помещения, в которых производится заряд аккумуляторов при напряжении более 2,3 В на элемент, должны соответствовать требованиям к взрывоопасным помещениям класса В-Іа;

- аккумуляторные батареи должны размещаться в разных помещениях;

- в помещении с АБ должна поддерживаться постоянная температура воздуха ($+20^{\circ}\text{C} \pm 5^{\circ}\text{C}$).

Одним из наиболее важных факторов, влияющих на срок службы аккумуляторной батареи является температура.

Электрохимические процессы в свинцово-кислотных аккумуляторах сильно зависят от ее величины. По мере повышения температуры электрохимическая активность аккумулятора возрастает, а при понижении падает. Поэтому при увеличении температуры окружающей среды ёмкость аккумулятора увеличивается, а при понижении температуры – уменьшается.

При сильном повышении температуры увеличивается скорость коррозии пластин, из-за чего уменьшается срок их службы. Особенно это касается эксплуатации герметизированных аккумуляторов (повышение

температуры аккумуляторов во время эксплуатации на каждые 10°C приводит к сокращению срока службы батареи в два раза).

Данные, о температуре окружающего воздуха в помещении АБ, должны заноситься в систему мониторинга. Система мониторинга, на основе полученных данных, должна производить диагностику о состоянии аккумуляторов и воздействия на него температуры.

В требованиях действующих стандартов, отсутствует пункт по контролю напряжения на каждом элементе АБ. Опыт эксплуатации показывает, что такой контроль осуществлять необходимо, так как выход из строя отдельного элемента, приведет к нарушению электроснабжения подключенных потребителей. Производить необходимые замеры, должен производить обслуживающий персонал, либо при помощи системы мониторинга.

Режим нормальной эксплуатации подразумевает возможность организации регламентных и ремонтных работ по обслуживанию АБ и цепей вводов рабочего и резервного питания ЩПТ без потери или снижения надёжности питания потребителей СОПТ. Для обеспечения такого режима необходимо не менее двух аккумуляторных батарей, работающих в режиме взаиморезервирования, при котором в случае вывода на ремонт или обслуживание одной из батарей, оставшаяся в работе батарея должна обеспечить питание потребителей СОПТ как в нормальном режиме, так и в режиме аварийного разряда.

9.3.2 Зарядно-подзарядные устройства

Зарядные устройства предназначены для обеспечения подзаряда аккумуляторной батареи при постоянном стабилизированном напряжении поддерживающего заряда, рекомендованном производителем аккумуляторной батареи, обеспечивающим компенсацию потерь ёмкости, вследствие саморазряда или кратковременных разрядов. При нормальном режиме работы СОПТ зарядно-подзарядные устройства обеспечивают питание постоянной нагрузки СОПТ;

Количество зарядно-подзарядных агрегатов определяется количеством АБ и их компоновкой. Питание зарядно-подзарядных и подзарядных устройств должно осуществляться от общестанционных секций РУСН – 0,4 кВ. Зарядно-подзарядные и подзарядные устройства должны автоматически включаться в случае восстановления питания со стороны переменного напряжения и продолжать работу в изначально установленном режиме. Питание взаиморезервирующих зарядно-подзарядных устройств необходимо осуществлять от разных секций ЩСН 0,4 кВ.

Основные требования, предъявляемые к зарядно-подзарядным устройствам:

- два зарядных устройства одной АБ не должны размещаться в одном или рядом расположенных шкафах;
- зарядно-подзарядные устройства должны обеспечивать точность стабилизации выходного напряжения в режиме поддерживающего заряда не

хуже $\pm 1\%$ и обеспечивать термокомпенсацию напряжения поддерживающего заряда;

– уровень пульсаций на активной нагрузке без АБ должен быть не более $\pm 0,5\%$ во всем диапазоне допустимых нагрузок;

– зарядно-подзарядные устройства должны иметь блокировку включения режима заряда АБ при отключенной приточно-вытяжной вентиляции помещения аккумуляторной батареи.

9.3.3 Электромагнитная совместимость

На электрических станциях и подстанциях при коммутациях электрооборудования, коротких замыканиях, грозовых перенапряжениях, при коммутациях различных катушек соленоидов, контакторов, реле, при работе радиопередатчиков, включении усилителей поисковой связи и др. возникают сильные электромагнитные поля. Воздействуя на вторичные цепи, эти поля возбуждают в них импульсные помехи с высокими уровнями напряжений и токов, которые, попадая в устройства РЗА, ПА и АСУ ТП, могут приводить к повреждению этих устройств или вызывать их неправильную работу.

С целью уменьшения воздействия от электромагнитных помех на оборудование, необходимо соблюдать следующие требования:

– питание устройств РЗА должно осуществляться по отдельным распределительным линиям (фидерам) по радиальной схеме;

– СОПТ должна иметь защиту от коммутационных перенапряжений и импульсных помех. В качестве защитных аппаратов рекомендуется устанавливать в ЩПТ между каждым полюсом и «землей» кремниевые диоды (номинальный ток не менее 160 А, ток утечки менее 1 мА) или устройства защиты от импульсных перенапряжений;

– распределительные и групповые линии, используемые для питания устройств РЗА, установленных в распределительных устройствах (КРУЭ, ОРУ, КРУ) должны выполняться экранированными кабелями. Применение неэкранированных кабелей должно быть обосновано расчетом;

– сборки питания устройств РЗА должны иметь отдельные вводы от АБ, независимые от цепей питания других электроприемников. Использование общих защитных коммутационных аппаратов для цепей питания устройств РЗА и цепей приводов включения/отключения высоковольтных выключателей и других силовых электроприемников недопустимо;

– не рекомендуется подключать к одной панели (сборке) ЩПТ цепи питания электроприемников, чувствительных к перенапряжениям и высокочастотным помехам (микропроцессорные устройства, устройства связи и т.п.) и цепи, выходящие за пределы помещения (цепи приводов включения/отключения высоковольтных выключателей);

– размещение АБ и ЩПТ должно обеспечивать применение соединяющих их кабелей минимальной длины. Следует избегать прокладки

кабелей разных полюсов на большом расстоянии друг от друга.

9.3.4 Щиты постоянного тока

Щит постоянного тока предназначен для подключения источников питания, и распределения электроэнергии по группам электроприемников СОПТ. Щит обеспечивает бесперебойное питание оперативных цепей управления, защиты, автоматики и сигнализации, аварийного освещения.

Шкафы щитов постоянного тока должны удовлетворять следующим требованиям:

- количество щитов постоянного тока на ГЭС должно быть равно числу аккумуляторных батарей;
- в пределах каждого щита постоянного тока должно обеспечиваться размещение коммутационных и защитных аппаратов, устройств контроля изоляции, устройств мониторинга, устройств защиты от перенапряжений, местной сигнализации;
- щит постоянного тока должен размещаться в шкафах двухстороннего обслуживания, иметь открывающиеся дверцы на лицевой и тыльной стороне, позволяющие выполнять технический контроль и оперативное управление.

Щит постоянного тока, оборудован устройствами для визуального контроля:

- тока в цепи аккумуляторных батареи;
- целостности цепи аккумуляторных батареи;
- сопротивления изоляции полюсов сети относительно «земли»;
- напряжения на шинах.

9.3.5 Шкафы распределения оперативного тока

Шкафы распределения оперативного тока предназначены для распределения электроэнергии постоянного тока по цепям питания конечных потребителей.

Основные требования предъявляемые к шкафам распределения оперативного тока;

- ШРОТ с отключающими защитными аппаратами должны устанавливаться в непосредственной близости от электроприемников;
- ШРОТ должны иметь вводы питания от разных секций одного ЩПТ или от ЩПТ разных АБ. Каждый ввод должен подключаться через коммутационный аппарат для обеспечения проведения ремонтных работ.

9.3.6 Силовые и контрольные кабели

Для питания потребителей системы постоянного тока, используются кабели с медными жилами и изоляцией, которая не поддается горению.

Сечение жилы кабеля выбирается с учетом следующих требований:

- обеспечение возможности длительного протекания рабочего тока нагрузки;
- обеспечение требуемого уровня напряжения у потребителей;
- обеспечение защиты цепи от коротких замыканий с сохранением термической стойкости кабеля;

С целью повышения надежности работы системы, питаемых оперативным током, а также для уменьшения электромагнитных помех при проектировании СОПТ необходимо учитывать следующие требования:

- в одном контрольном кабеле не допускается объединение цепей различных классов;
- силовые кабели и вторичные кабели с цепями управления, измерения и сигнализации рекомендуется прокладывать по разным трассам;
- трассы кабелей с цепями управления, измерения и сигнализации должны прокладываться на расстоянии не менее 10 метров в свету от основания фундаментов (стоеч) с разрядниками и молниевводами;
- экраны типа фольги заземляются только в местах концевой разделки кабелей. При заземлении металлических экранов с двух сторон необходимо выполнять их проверку на термическую стойкость при коротких замыканиях в сети напряжением 110 кВ и выше.

9.3.7 Система мониторинга

Система мониторинга ЩПТ должна быть интегрирована в АСУ ТП ГЭС через технологическую сеть передачи данных посредством резервированных цифровых каналов связи. Должна обеспечиваться автоматическая передача сигнализации, осцилограмм и измерений на станционный уровень АСУ ТП. Мониторинг СОПТ должен обеспечивать автоматический контроль и регистрацию параметров режима СОПТ, оповещение дежурного персонала об отклонениях параметров режима от допустимых значений.

Система мониторинга должна обеспечивать автоматическую регистрацию и осциллографирование следующих параметров:

- ток в цепи батареи;
- напряжение между выводами АБ;
- напряжение на сборках ЩПТ;
- пульсаций тока заряда;
- сопротивление изоляции полюсов распределительной сети относительно «земли» с устройства контроля изоляции и напряжений полюсов на ЩПТ относительно «земли».

Система мониторинга должна обеспечивать автоматический контроль и фиксацию:

- целостности цепи АБ;
- симметрии напряжений групп аккумуляторов АБ;
- исправности ЗУ;
- положения и состояния всех защитных аппаратов ЩПТ;
- состояние автоматических выключателей ШРОТ.

Система мониторинга должна иметь не менее двух вводов питания с функцией АВР. Рекомендуется иметь один ввод питания от сети переменного тока, второй ввод от сети постоянного тока. Наличие питания по каждому из вводов должно постоянно контролироваться.

Система мониторинга, как правило, должна состоять из следующих модулей:

- микропроцессорное устройство осуществляющее сбор и анализ информации всех модулей, входящих в конфигурацию системы мониторинга;
- блок управления и индикации. Как правило, должен включать в себя многофункциональный жидкокристаллический дисплей и панель управления. Обеспечивает отображение на дисплее данных по контролируемой системе, через блок управления осуществляется ввод и изменение уставок, настройка устройств, входящих в систему мониторинга. Блок управления и индикации располагается на двери шкафа;
- модули измерения – модули оперативного измерения, цифрового осциллографирования и архивации текущих значений напряжения и тока. Каналы тока и напряжения гальванически развязаны;
- модули анализа состояния коммутационной аппаратуры и выявления аварийного срабатывания автоматических выключателей. Контроль состояния коммутационной аппаратуры осуществляется с помощью блок-контактов, по контролю напряжения непосредственно за защитными аппаратами.

Для визуального контроля величины тока, протекающего в цепи ввода рабочего питания ЩПТ от АБ, на дверце шкафа устанавливается амперметр. Для контроля тока подзаряда устанавливается отдельный прибор с соответствующей шкалой.

Для визуального контроля величин напряжений аккумуляторных батарей и напряжений секций ЩПТ на дверцах шкафа устанавливаются вольтметры.

На дверцах шкафов распределения щитов постоянного тока должна быть предусмотрена местная визуальная сигнализация положения защитных аппаратов и мнемосхема.

9.4 Устройства контроля изоляции.

Сети постоянного тока являются одними из наиболее ответственных систем на объекте. Их безотказное функционирование гарантирует правильную работу систем управления, регулировки, измерения и защиты на объектах электроэнергетики. Сети постоянного тока довольно часто являются разветвлёнными, а их протяженность может достигать несколько десятков километров. Они в значительной степени подвержены влиянию внешних отрицательных факторов, ухудшающих состояние изоляции (старение, механическое повреждение или увлажнение изоляции). Основная неисправность в системе постоянного тока – это снижение сопротивления изоляции полюсов относительно «земли». Наличие «земли» в СОПТ указывает на то, что один из полюсов замыкается на землю. Замыкания в сети постоянного тока приводят к ложному срабатыванию или ошибочной работе систем управления, контроля и

измерений, чем создают угрозу для жизни человека, а также повышают вероятность возникновения короткого замыкания. Для борьбы с этим используют специальные устройства, устройства контроля изоляции (УКИ).

Для контроля сопротивления изоляции в сети оперативного постоянного тока на каждом из щитов постоянного тока ГЭС должна применяться система контроля изоляции и автоматизированного поиска «земли».

Устройство контроля изоляции должно обеспечивать в автоматическом режиме контроль и измерение сопротивления изоляции полюсов сети СОПТ относительно «земли» и формировать сигналы о снижении сопротивления изоляции ниже допустимых пределов:

- предупредительный «напряжение изоляции снижено» - при снижении уровня изоляции одного или одновременно двух полюсов ниже 135 кОм;
- аварийный «земля в сети» - при снижении уровня изоляции ниже 20 кОм.

Устройство контроля изоляции должно подключаться по схеме измерительного моста с привязкой полюсов через резисторы к «земле». Система должна позволять определить фидер, в котором произошло повреждение изоляции без отключения потребителей, а также обеспечивать контроль и поиск повреждения в различных эксплуатационных режимах СОПТ, в том числе при объединении ЩПТ по цепям взаиморезервирования.

Работа устройства контроля не должна вызывать ложное срабатывание устройств релейной защиты и автоматики.

9.4.1 Схема контроля изоляции Т-образный мост

Схема основана на мостовом соединении резисторов R_1 и R_2 и обмотки реле РН51/32 (РКИ). Резисторы подключены к полюсам СОПТ и соединены последовательно, а обмотка реле РКИ подключена между общей точкой резисторов и землей. Упрощенная схема УКИ Т-образного моста представлена на рисунке 9.2.

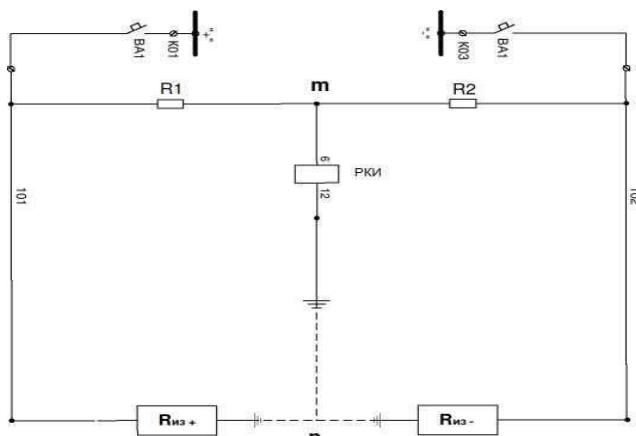


Рисунок 9.2 – Упрощенная схема УКИ Т-образного моста

При нормальном режиме работы системы оперативного постоянного тока, сопротивление изоляции полюсов одинаковы $R_{из+} = R_{из-}$, потенциалы на плечах Т-моста уравновешены и ток в общей точке равен 0 и $U_{рки} = 0$.

Напряжение полюсов СОПТ относительно земли распределяются пропорционально сопротивлениям изоляции полюсов и равны по модулю половине напряжения АБ $|U_+| = |U_-| = 115$ В.

При снижении сопротивления изоляции полюса СОПТ снижается напряжение этого полюса относительно земли и одновременно увеличивается напряжение противоположного полюса. При возникновении металлического замыкания одного из полюсов СОПТ на землю, полное напряжение АБ прикладывается к противоположному полюсу.

Достоинства схемы Т-моста:

- выравнивание потенциалов полюсов СОПТ;
- отсутствие ложных срабатываний УРЗА при металлических замыканиях на землю одного из полюсов СОПТ.

Недостатки схемы Т-моста:

- схема не чувствует симметричные снижения сопротивления изоляции СОПТ;
- слабая чувствительность к снижению сопротивления изоляции СОПТ за большим сопротивлением (при замыканиях в цепи управляющий контакт-обмотка реле)
- отсутствие регистрации параметров СОПТ;
- отсутствие наглядной информации об истинном значении сопротивления изоляции СОПТ.

9.4.2 Метод трех отсчетов вольтметра

Суть работы данного метода заключается в поэтапном измерении вольтметром с известным сопротивлением r_v трех напряжений: U – рабочее напряжение, U' – напряжение между положительным полюсом и землей, U'' – напряжение между отрицательным полюсом и землей.

На рисунке 9.3(а) представлена схема эквивалентная схема сети постоянного тока с сопротивлениями изоляции R_1 и R_2 , с рабочим напряжением U . Напряжения U' и U'' пропорциональны соответствующим сопротивлениям изоляции и выполняется соотношение:

$$\frac{U'}{U''} = \frac{R_1}{R_2}; \quad (9.1)$$

$$U' + U'' = U. \quad (9.2)$$

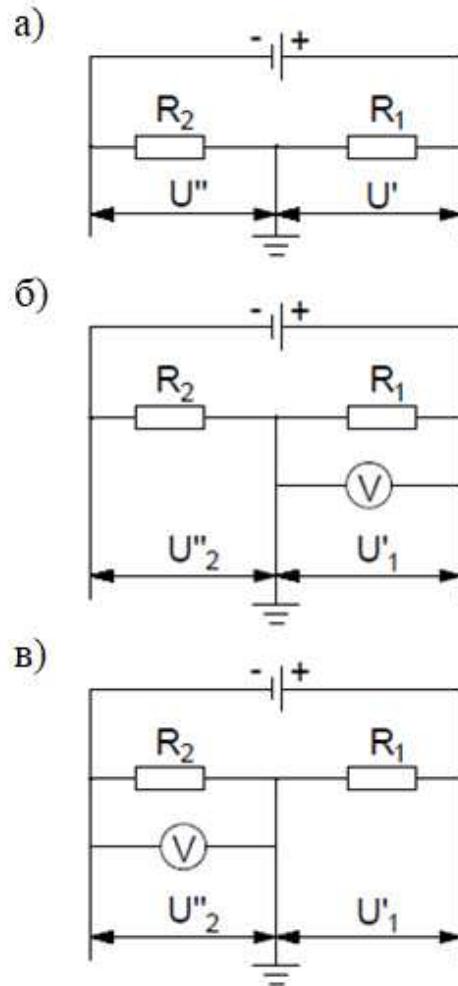


Рисунок 9.3 – Эквивалентная схема сети постоянного тока

Если для измерения этих напряжения между полюсами сети и корпусом использовать вольтметры с их внутренним сопротивлением r_v , то получим соотношение:

$$\frac{U'_1}{U''_2} = \frac{R'_1}{R'_2} = \frac{R_1(R_2+r_v)}{R_2(R_1+r_v)}. \quad (9.3)$$

Такой способ контроля раньше применялся для индикации однополюсных снижений сопротивления изоляции и однополюсных замыканий на землю.

По полученным результатам измерений не получится определить сопротивление изоляции сети R , так как система уравнений неполная. Эквивалентная схема состоит из трех контуров, в то время как сама система содержит только два уравнения. Для решения проблемы, в сеть вносят нормированные искажения.

При включении вольтметра, показанное на рисунке 9.3(б), меняется эквивалентное сопротивление между положительным полюсом сети и землей (за счет шунтирования сопротивления изоляции R_1 с внутренним сопротивлением вольтметра r_v). По полученным данным получаем формулу:

$$R'_1 = \frac{R_1 r_v}{R_1 + r_v}. \quad (9.4)$$

Сопротивление между отрицательным полюсом сети и корпусом не изменится, но уменьшится напряжение между положительным полюсом и землей: $U_1 < U'$, следовательно $U_2 > U''$.

При включении вольтметра, показанное на рисунке 9.3(в), получаем: $U_2 < U''$. По условию $U' + U'' = U$, а используя метод трех отсчетов получаем выражение:

$$U_1 + U_2 < U \quad (9.5)$$

Выражение (9.5) образуется за счет намеренного поочередного уменьшения сопротивлений между полюсами сети и землей путем шунтирования сопротивлений изоляции R_1 и R_2 известным сопротивлением r_v .

По полученным данным составим новую систему уравнений:

Для положительного полюса:

$$\frac{U_1}{U'_2} = \frac{R'_1}{R_2} = \frac{U_1}{U_{AB} - U_1} = \frac{R_1 r_v}{R_2 (R_1 + r_v)}, \quad (9.6)$$

где

$$R_2 = \frac{R_1 r_v (U_{AB} - U_1)}{U_1 (R_1 + r_v)}. \quad (9.7)$$

Для отрицательного полюса:

$$\frac{U_2}{U'_1} = \frac{R'_2}{R_1} = \frac{U_2}{U_{AB} - U_2} = \frac{R_2 r_v}{R_1 (R_2 + r_v)}, \quad (9.8)$$

где

$$R_1 = \frac{R_2 r_v (U_{AB} - U_2)}{U_2 (R_2 + r_v)}. \quad (9.9)$$

При решении системы уравнений R_1 и R_2 получим выражения эквивалентного сопротивления сети:

$$R_2 = r_v \frac{(U_{AB} - U_1 - U_2)}{U_1} = r_v \left(\frac{U_{AB} - U_2}{U_1} - 1 \right), \quad (9.10)$$

$$R_1 = r_v \frac{(U_{AB} - U_1 - U_2)}{U_2} = r_v \left(\frac{U_{AB} - U_1}{U_2} - 1 \right). \quad (9.11)$$

Окончательное значение эквивалентного сопротивления изоляции:

$$R_{\Sigma} = r_v \left(\frac{U_{AB}}{U_1 + U_2} - 1 \right). \quad (9.12)$$

Соотношение величин напряжений U и $U_1 + U_2$, определяет точность измерений при данном сопротивлении изоляции сети, зависит от величины сопротивления вольтметра r_v . Как следствие этого получаем $U_1 + U_2 = U$, следовательно результаты будут равны нулю.

Обычно рекомендуется выбирать вольтметр с внутренним сопротивлением, приблизительно равным измеряемому сопротивлению изоляции.

Метод трех измерений вольтметра позволяет контролировать общее сопротивления изоляции СОПТ и сопротивления изоляции полюсов СОПТ при симметричных и несимметричных замыканиях на землю.

9.5 Современные устройства контроля изоляции

9.5.1 Комплекс мониторинга системы оперативного постоянного тока КМСОТ-М «Дубна»

Комплекс мониторинга системы оперативного тока КМСОТ-М «Дубна» предназначен для автоматического измерения сопротивления изоляции, напряжений, токов, пульсаций напряжений и токов, а также контроля состояния функциональных составляющих в системах оперативного постоянного тока (СОПТ) и передачи полученной информации в АСУ ТП верхнего уровня.

Комплекс в минимальной комплектности выполняет следующие функции:

- измерение и контроль полного сопротивления изоляции сети;
- измерение и контроль сопротивления изоляции полюсов сети;
- измерение и контроль напряжения главных шин СОПТ;
- измерение и контроль напряжения полюсов главных шин СОПТ относительно «земли»;
- вычисление ёмкости сети относительно «земли»;
- отображение информации мониторинга на дисплее;
- передача информации в АСУ ТП верхнего уровня по протоколам Modbus RTU и Modbus TCP;
- звуковая сигнализация и сигнализация посредством реле;
- регистрация аварийных событий;
- отображение архива событий на дисплее;
- самодиагностика Комплекса.

При наличии в составе дополнительных функциональных блоков Комплекс выполняет следующие функции:

- измерение и контроль сопротивления изоляции цепей присоединений;
- измерение и контроль постоянного напряжения в требуемых точках СОПТ;
- измерение и контроль действующего значения пульсаций напряжения в требуемых точках СОПТ;

- измерение и контроль постоянного тока в требуемых точках СОПТ;
- измерение и контроль действующего значения пульсаций тока в требуемых точках СОПТ;
- измерение напряжения аккумуляторной батареи (далее АБ);
- измерение и контроль асимметрии напряжений групп элементов АБ;
- измерение и контроль тока АБ;
- измерение и контроль действующего значения пульсаций тока АБ;
- измерение и контроль температуры АБ;
- контроль состояний коммутационных и защитных аппаратов.

Комплекс измеряет сопротивление изоляции СОПТ и сопротивление изоляции отходящих присоединений. Блок тестового воздействия (БТВ) поочередно подключает к положительному и отрицательному полюсу СОПТ резистор, номинал которого вычисляется по параметрам СОПТ. При подключении резистора комплекс измеряет отклик потенциалов СОПТ и вычисляет общее сопротивление изоляции СОПТ, а также составляющие сопротивления изоляции по положительному и отрицательному полюсу. Для определения поврежденного присоединения и измерения сопротивления изоляции присоединений используются датчики дифференциального тока, которые измеряют отклик на воздействие поочередно подключаемого к положительному и отрицательному полюсу СОПТ резистора. БТВ измеряет потенциалы полюсов СОПТ и создает измерительное воздействие. БКИ измеряет сигналы с датчиков дифференциального тока. УСИ осуществляет взаимодействие между БТВ, БКИ и БИ, управляет реле аварийной и предупредительной сигнализации. Связь между УСИ, БТВ, БКИ осуществляется по CAN интерфейсу, между УСИ и БИ связь осуществляется по интерфейсу RS-232.

Для измерения сопротивлений изоляции используются величины напряжения полюсов СОПТ и токи утечек датчиков дифференциальных токов (ДДТ), причем их значения измеряются одновременно блоками БТВ и БКИ. Измерения напряжений полюсов СОПТ и токов утечек ДДТ происходят после завершения переходного процесса, после того, как напряжение полюсов сети установилось.

В процессе измерения $R_{из}$ контролируются следующие уставки:

- U_{max}^+ , U_{max} — максимально допустимое напряжение полюсов (140В);
- ΔU_{max} — максимально допустимая разность напряжений полюсов (35В);
- δU — максимальный резерв по напряжению (2В);
- δg — максимальный резерв по сопротивлению (5%);
- C_{max} — максимальная емкость сети (20 мкФ);
- I_{max} — максимально допустимый ток.

9.5.2 Система пофидерного контроля изоляции сети постоянного тока «Сенсор»

Система пофидерного контроля изоляции сети постоянного тока «Сенсор» предназначена для контроля состояния сети постоянного тока напряжением 110-220 В.

Система выполняет следующие функции:

- измерение и контроль напряжения сети;
- измерение и контроль напряжения асимметрии аккумуляторной батареи;
- измерение тока аккумуляторной батареи и контроль его направления;
- измерение токов зарядных устройств;
- контроль положения коммутационных аппаратов присоединений;
- измерение и контроль полного сопротивления изоляции сети;
- измерение полных сопротивлений изоляции отходящих присоединений;
- отображение измерений и результатов контроля на HMI-панели системы;
- формирование обобщенных сигналов о неисправностях в сети и в системе;
- передача информации на верхний уровень АСУ ТП по (10/100 base-T Ethernet).

Структурная схема системы «Сенсор» представлена на рисунке 9.4.

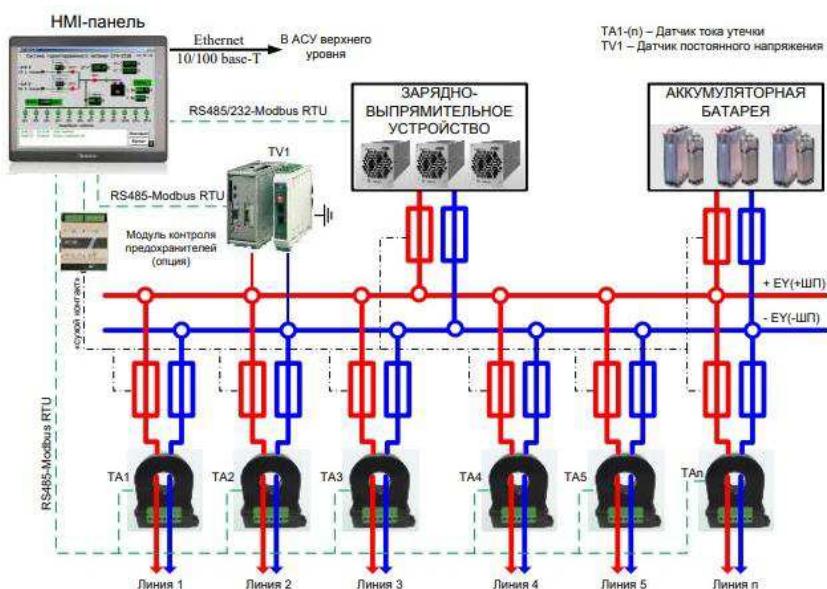


Рисунок 9.4 – Структурная схема системы «Сенсор»

Особенности системы «СЕНСОР»:

- отсутствие внешнего наложенного источника напряжения или тока, благодаря чему отсутствует дополнительное повышение напряжения на полюсах сети во всех режимах работы, которое может привести к пробою изоляции и спровоцировать двойное замыкание на землю в сети;
- система «СЕНСОР» позволяет работать совместно со стандартной схемой контроля изоляции, обеспечивая чувствительность поиска присоединения с поврежденной изоляцией до 300 кОм;

- измерение не только полного сопротивления изоляции сети, но и сопротивления изоляции сети по полюсам и сопротивления изоляции сети по присоединениям;
- определение снижения сопротивления изоляции в нескольких точках сети одновременно, в том числе и на разных полюсах.
- возможность работы с заданной точностью в протяженных сетях постоянного тока.
- не оказывается воздействие на чувствительные дискретные входы микропроцессорных защит.
- максимальное количество присоединений (фидеров) – 128 шт.

Принцип работы системы.

Способ измерения сопротивления изоляции сети постоянного тока, основан на измерении напряжений между полюсами сети и заземленной нейтральной точкой – «землей», и токов утечки, протекающих по присоединениям (фидерам) сети. Для получения нейтральной точки сети постоянного тока, используется классический Т-образный мост, который обладает сопротивлением каждого полюса относительно земли – 20кОм.

Напряжение сети постоянного тока и напряжение полюсов сети относительно «земли» контролируется модулями UPC4 Basic. Контроллер UPC4 Master считывает измеренные значения напряжений с модулей UPC4 Basic пошине CAN, и передает эти значения на HMI-панель.

UPC4 Basic и UPC4 Master представлены на рисунке 9.5.

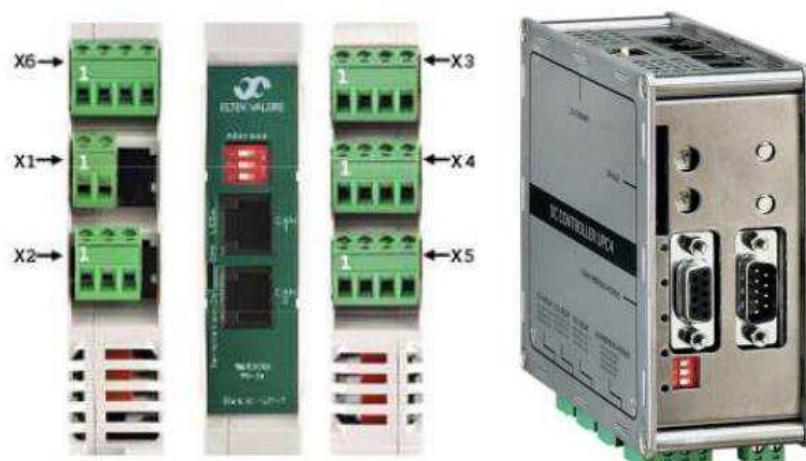


Рисунок 9.5 – UPC4 Basic

Принцип работы системы «Сенсор» показан на рисунке 9.6.

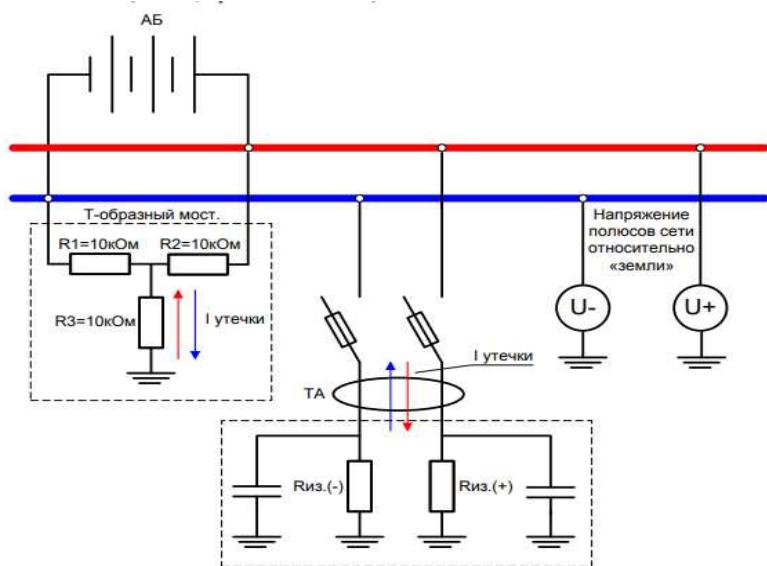


Рисунок 9.6 – Принцип работы системы «Сенсор»

На каждой отходящей линии, для определения линии с пониженной изоляцией, установлены датчики тока утечки. Датчики оснащены микропроцессорами, которые выполняют обработку входных аналоговых сигналов и передают результаты в цифровом виде по сети передачи данных на HMI-панели.

HMI-панель обрабатывает цифровые сигналы: напряжения на шинах, напряжение полюсов сети относительно «земли», и токи утечки от датчиков присоединений. По результатам измерений вычисляются значения сопротивлений изоляции фидера.

Результаты измерений и вычислений сопротивления изоляции фидеров, отображаются на HMI-панели.

По умолчанию выполнены две уставки по сопротивлению изоляции сети постоянного тока:

- 1-ая уставка - предупредительная сигнализация 135 кОм;
- 2-ая уставка - аварийная сигнализация 20 кОм.

Уставки могут быть изменены в окне «УСТАВКИ». Для сигнализации нарушения или снижения изоляции сети постоянного тока, и неисправности системы, используются релейные выхода («сухой» контакт) контроллера UPC4 Master и Basic.

Достоинства системы «Сенсор»:

- измерение не только полного сопротивления изоляции сети, но и сопротивления изоляции сети по полюсам и сопротивления изоляции сети по присоединениям;
- определение снижения сопротивления изоляции в нескольких точках сети одновременно, в том числе и на разных полюсах.
- отсутствие внешнего наложенного источника напряжения или тока, благодаря чему отсутствие дополнительное повышение напряжения на полюсах сети во всех режимах работы.

Недостатки системы «Сенсор»:

- отсутствие реакции на симметричное снижение сопротивления изоляции в пределах одного присоединения;
- необходимость калибровки дифференциальных датчиков при намагничивании сердечника.
- низкая чувствительность общего контроля изоляции.

Перечисленные недостатки не позволяют системе «Сенсор» выйти за рамки индикаторной системы. Для проверки показаний системы «Сенсор» оперативному персоналу рекомендуется использовать способ трех измерений вольтметра.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ГЭС – гидроэлектростанция;
ГУ – гидроузел;
ОЭС – объединённая энергетическая система;
РДУ – региональное диспетчерское управление;
ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;
ЕЭС – единая энергетическая система;
ИКН – интегральная кривая нагрузки;
НПУ – нормальный подпорный уровень;
УМО – уровень мёртвого объёма;
ВБ – верхний бьеф;
НБ – нижний бьеф;
КПД – коэффициент полезного действия;
ГТ – гидравлическая турбина;
ГГ – гидрогенератор;
ТЭС – теплоэлектростанция;
ГА – гидроагрегат;
ГУХ – главная универсальная характеристика гидротурбины;
РК – рабочее колесо гидроагрегата;
МНУ – маслонапорная установка;
ПВК – программно-вычислительный комплекс;
КЗ – короткое замыкание;
ДЗ – дистанционная защита;
УРОВ – устройство резервирования отказа выключателя;
ТТ – трансформатор тока;
ВГ – вспомогательный генератор;
АРЗ – аварийно-ремонтный затвор;
СВПТ – система водяного пожаротушения;
ТН – трансформатор напряжения;
ОЗЗ – однофазное замыкание на землю;
НН – низшее напряжение;
ВГГ – выключатель генераторный газовый;
ЗПН – защита от повышения напряжения;
ХХ – холостой ход;
СО – сигнальный орган;
ПО – пусковой орган;
ИО – интегральный орган;
ТО – токовая отсечка;
ВЛ – воздушная линия;
СВ – секционный выключатель;
ТСН – трансформатор собственных нужд;
ПМН – пуск по минимальному напряжению;
ЗЗГ – защита от замыканий в генераторе;
ЕСУ – Единые сценарные условия.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Мосин, К. Ю. Гидрология : методические указания к практическим занятиям / К. Ю. Мосин. – Саяногорск : Саяно-Шушенский филиал СФУ, 2012. – 48 с.
2. Выбор параметров ГЭС: Учебно–методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов/ сост. А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затеева, Б.И. Силипаев; СШФ КГТУ. – Саяногорск, 2005. – 114 с.
3. Кожемякин, В. Е. Введение в инженерную деятельность. Вычисление объёма водохранилища, построение кривых связи объёма и зеркала водохранилища от его уровня, построение зависимости расхода в створе реки от уровня в реке : методические указания к курсовому проектированию / В. Е. Кожемякин; под. ред. Е. Ю. Затеевой. - Саяногорск : Саяно-Шушенский филиал СФУ, 2018. – 36 с.
4. Федеральная служба государственной статистики [Электронный ресурс]. – М., 2017. – Режим доступа: <https://www.gks.ru>
5. Александровский, А. Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затеева, Б. И. Силаев. – Саяногорск : Саяно-Шушенский филиал СФУ, 2018. – 176 с.
6. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие в 2 т. / Д.С. Щавелев; под. ред. Ю. С. Васильева. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – Т.2. – 400 с.
7. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
8. Правила устройства электроустановок: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. – Новосибирск : Норматика, 2018. – 462 с.
9. Руководящие указания по релейной защите. Защита генераторов, работающих на сборные шины. М.-Л., Госэнергоиздат, 1961. 68 с.
10. О классификации гидротехнических сооружений [Электронный ресурс] Постановление правительства Российской Федерации от 2 ноября 2013 г. N 986 // Информационно-правовая система «Гарант». – Режим доступа: <http://ivo.garant.ru>
11. Лыбина, Т. А. Гидротехнические сооружения. Проектирование гидротехнических сооружений в составе гидроузла: методические указания по выполнению курсового проекта и выпускной квалификационной работы / Т.А. Лыбина, Н. П. Ульянова, В. Б. Затеев. – Саяногорск; Черемушки : Саяно-Шушенский филиал СФУ, 2016. – 64 с.
12. СП 38.13330.2012 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). – М. : Минрегион России, 2012. – 82 с.

13. Гидротехнические сооружения (речные) : учебное пособие / Л. Н. Рассказов, В. Г. Орехов, Н. А. Анискин, В. В. Малаханов. – М. : АСВ, 2011. – Ч.1. – 584 с.
14. Киселев, П. Г. Справочник по гидравлическим расчётам / П. Г. Киселёв. – М. : Энергия, 1974. – 312 с.
15. СП 40.13330.2012 Плотины бетонные и железобетонные. Актуализированная редакция СНиП 2.06.06-85. – М. : Минрегион России, 2012. – 85 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Общая часть

Таблица А.1 – Гидрологический ряд р. Паша

Расходы в кубических метрах

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$\bar{Q}_{\text{год}}$
1946	22	20	20	90	157	141	80	44	46	48	33	29	61
1947	23	20	18	88	201	146	84	43	49	69	54	31	69
1948	34	30	26	117	284	160	108	67	60	64	49	41	87
1949	32	28	25	101	273	184	109	70	64	78	73	60	91
1950	33	27	25	94	270	178	114	73	66	81	76	59	91
1951	30	27	27	103	239	157	94	80	64	72	67	44	84
1952	36	34	30	107	154	148	85	42	48	65	50	49	71
1953	24	22	21	90	145	137	79	41	39	47	32	32	59
1954	20	19	20	88	101	109	64	34	34	29	34	34	49
1955	22	21	21	92	101	86	70	20	32	36	31	36	47
1956	18	17	16	77	104	88	78	34	36	44	39	17	47
1957	26	22	20	77	95	97	74	41	40	50	45	32	52
1958	23	21	19	88	154	140	79	43	44	41	36	33	60
1959	36	31	28	100	147	105	84	83	56	66	61	39	70
1960	39	32	29	101	297	250	127	82	92	122	137	85	116
1961	31	28	25	79	267	170	113	49	64	88	83	49	87
1962	36	31	26	96	270	209	81	72	66	46	31	48	84
1963	33	30	27	92	273	168	111	59	69	82	77	46	89
1964	26	23	20	88	233	156	92	74	70	79	74	43	82
1965	31	22	19	114	277	189	120	64	54	84	79	38	91
1966	30	28	26	94	272	224	105	62	68	56	21	53	87
1967	23	21	19	94	171	144	89	46	49	66	61	46	69
1968	27	25	23	94	173	151	141	67	60	84	79	37	80
1969	19	16	16	92	145	81	65	38	16	12	27	14	45
1970	21	19	18	80	79	113	65	39	30	31	46	25	47
1971	19	18	19	80	159	127	56	37	44	51	26	25	55
1972	21	20	19	88	98	91	73	42	50	34	29	39	50
1973	40	21	21	94	101	105	77	38	33	37	32	24	52
1974	39	29	28	105	239	209	110	81	95	42	47	69	91
1975	32	29	28	102	227	217	105	65	56	82	77	52	89
1976	28	23	21	75	195	150	169	76	37	73	58	41	79
1977	22	21	21	88	107	118	54	36	42	34	29	28	50
1978	28	22	19	79	101	90	79	58	49	41	36	22	52
1979	19	18	17	75	87	90	78	42	38	41	36	16	46
1980	22	19	20	105	161	134	75	38	47	34	29	31	60
1981	29	29	27	98	272	165	107	73	56	78	83	52	89
1982	32	24	24	96	275	173	94	71	66	80	85	58	90
1983	32	27	25	98	255	201	106	80	63	84	59	49	90
1984	37	30	28	96	276	231	132	74	76	62	47	59	96
1985	34	28	28	88	109	81	77	28	35	38	33	28	51
1986	31	27	25	94	88	101	59	39	32	37	32	30	50
1987	21	19	18	75	151	124	74	41	44	32	27	25	54
1988	25	21	20	88	289	163	115	75	60	73	78	47	88
1989	23	19	19	79	149	129	65	38	52	38	33	28	56
1990	25	19	19	75	82	94	75	35	33	35	30	24	46
1991	23	22	20	79	167	142	71	45	50	59	54	47	65
1992	30	26	26	94	211	147	87	39	45	61	56	42	72
1993	30	27	23	90	176	145	76	42	50	68	53	47	69
1994	29	26	25	96	168	152	75	76	63	90	85	42	77
1995	22	19	18	77	203	153	88	72	63	80	85	41	77
1981	29	29	27	98	272	165	107	73	56	78	83	52	89

Окончание приложения А

Таблица А.2 – Теоретическая кривая обеспеченности среднемноголетних расходов р. Паша

P, %	1	3	5	10	20	50	75	95	97	99	99,9
Q, м ³ /с	117,9	107,3	101,7	93,7	84,6	68,8	57,5	43,6	40,6	35,2	27,4

Таблица А.3 – Теоретическая кривая обеспеченности средних максимальных расходов р. Паша для P_{0,1%}

P, %	0,1	0,5	1	3	5	10	20
Q, м ³ /с	463,9	404,1	377,1	330,9	308,7	275,7	239,4

Окончание таблицы А.3

P, %	50	75	95	97	99	99,9
Q, м ³ /с	1815	1685	1486	1419	1095	1012

Таблица А.4 – Теоретическая кривая обеспеченности средних минимальных расходов р. Паша

P, %	1	3	5	10	20	50
Q, м ³ /с	32,7	30,4	29,3	27,5	25,5	21,9

Окончание таблицы А.4

P, %	75	95	97	99	99,9
Q, м ³ /с	167	162	153	150	136

Таблица А.5 – Данные для построения объемной характеристики водохранилища

Объём, м ³	16	21	26	31	36	16
НВБ, м	0	2,66	5,86	9,62	14,16	0

Таблица А.6 – Данные для построения расходной характеристики

Отметка, м	Расход, м ³ /с
16	0
17	12,3
18	34,3
19	63,8
20	100,7
21	142,1
22	191,3

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Водно-энергетические расчеты

Таблица Б.1 – Расчет сработки-наполнения водохранилища Павло-Татаренской ГЭС в маловодном году

Месяц	Расходы									Объемы в-ща			Отметки ВБ			$Q_{\text{рыб}}$, $\text{м}^3/\text{с}$	$V_{\text{н}}$, м^3	ΔV , м^3	$V_{\text{к}}$, м^3	$Z_{\text{н}}$, м	$Z_{\text{к}}$, м	$Z_{\text{ср}}$, м	$Z_{\text{НБ}}$, м	$H_{\text{гэс}}$, М	$N_{\text{гэс}}$, МВт	$N_{\text{рап}}$, МВт
	$Q_{\text{быт.}}$, $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{пол.быт.}}$, $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{исп.}}$, $\text{м}^3/\text{с}$	Q_{ϕ} , $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{в-ща}}$, $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{лед.}}$, $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{рыб}}$, $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{гэс}}$, $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{нб.}}$, $\text{м}^3/\text{с}$																	
9	39	38	0	1	1	0	0	39	40	40	14,16	0,00	14,16	36,00	36,00	36,00	18,04	17,76	6,2	вхк						
10	36	35	0	1	4	0	0	39	40	40	14,16	0,01	14,15	36,00	35,99	35,99	18,04	17,75	6,2	вхк						
11	34	33	0	1	6	0	0	39	40	40	14,15	0,02	14,13	35,99	35,97	35,98	18,04	17,74	6,2	вхк						
12	17	15	0	1	66	1	0	81	82	40	14,13	0,17	13,96	35,97	35,82	35,89	20,16	15,53	11,2	11,2						
1	16	14	0	1	68	1	0	82	83	40	13,96	0,18	13,78	35,82	35,65	35,73	20,19	15,34	11,2	22,2						
2	17	15	0	1	24	1	0	39	40	40	13,78	0,06	13,72	35,65	35,60	35,62	18,45	16,98	5,9	вхк						
3	18	16	0	1	23	1	0	39	40	40	13,72	0,06	13,66	35,60	35,54	35,57	18,45	16,92	5,9	вхк						
4	77	76	1	1	-37	-1	0	39	40	40	13,66	-0,10	13,76	35,54	35,63	35,59	18,04	17,34	6,0	вхк						
5	104	103	1	1	-64	-1	0	39	40	40	13,76	-0,17	13,92	35,63	35,78	35,71	18,04	17,47	6,1	вхк						
6	88	87	1	1	-49	-2	1	38	40	40	13,92	-0,13	14,05	35,78	35,90	35,84	18,04	17,60	6,0	вхк						
7	78	75	1	1	-37	0	1	38	40	40	14,05	-0,10	14,15	35,90	35,99	35,94	18,04	17,70	6,0	вхк						
8	44	43	0	1	-4	0	0	39	40	40	14,15	-0,01	14,16	35,99	36,00	35,99	18,04	17,75	6,2	вхк						

Продолжение приложения Б

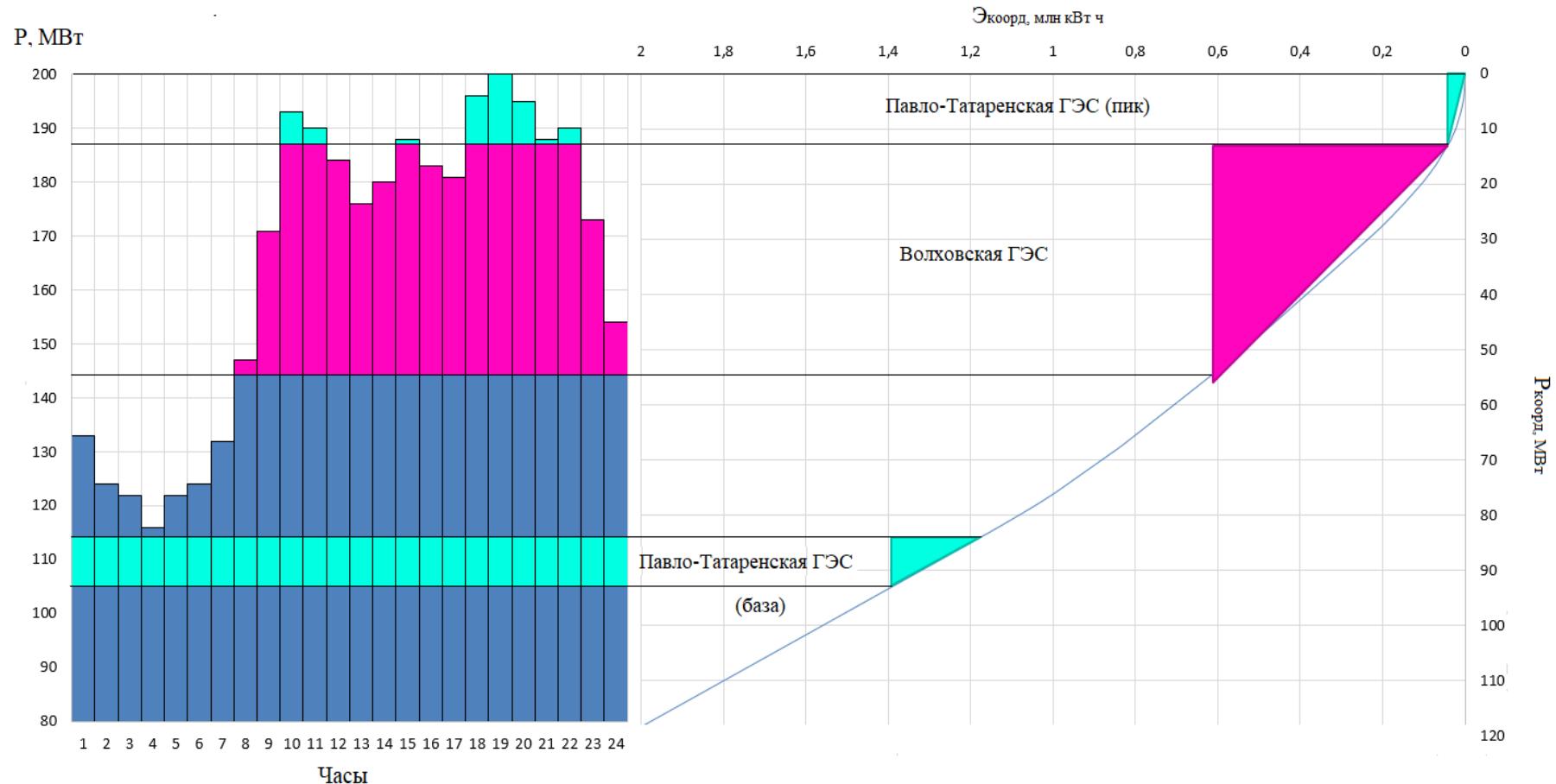


Рисунок Б.2 – Зона работы проектируемой ГЭС в Декабре

Окончание приложения Б

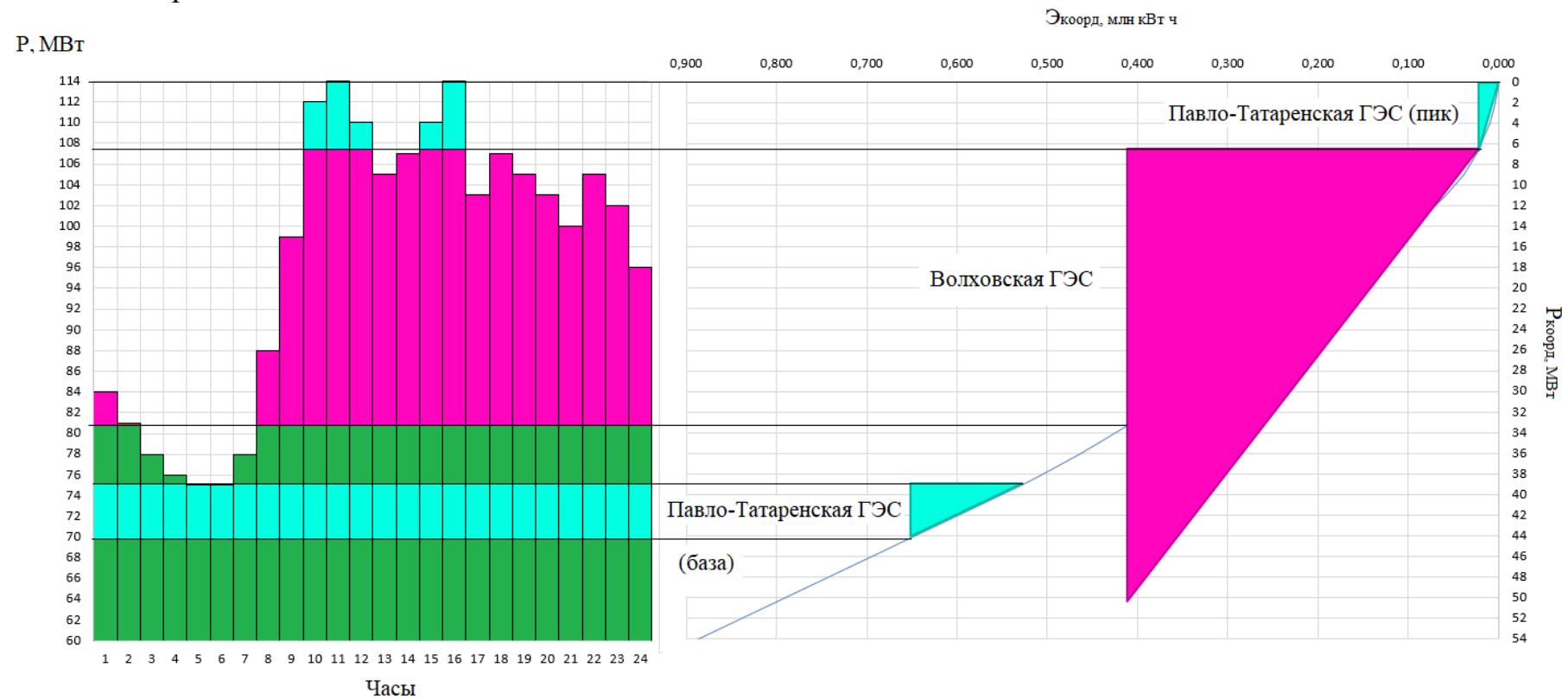


Рисунок Б.2 – Зона работы проектируемой ГЭС в Июне

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Основное и вспомогательное оборудование

Марка	Горизонтальные				Вертикальные							
	ПЛ110-ГК	ПЛ115-ГК	ПЛ120-ГК	ПЛ25-ГК	ПЛ120-В	ПЛ130а-В	ПЛ130б-В	ПЛ40а-В	ПЛ40б-В	ПЛ150-В	ПЛ160-В	ПЛ170-В
№ УХ	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
H _{пред.} , м	10	15	20	25	30	30	40	40	50	60	70	
H _{мин./H_{макс.}}	0.33	0.33	0.35	0.35	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
n _{опт. об/м}	150	145	155	150	146	126	130	125	123	116	116	106
Q _{1 опт.} , л/с	1800	1700	1580	1680	1160	890	1270	1020	1150	1000	1080	860
η _{м.опт.}	0.924	0.916	0.918	0.912	0.920	0.912	0.911	0.913	0.904	0.916	0.913	0.902
Q _{1 макс.} , л/с	3250	3000	2750	2750	2000	1950	1900	1800	1700	1500	1500	1400
σ (Q _{1 макс.})	2.4	2.1	1.8	1.6	1.0	1.0	1.0	0.65	0.65	0.60	0.55	0.55
D _{1 м.} , м	0.460	0.460	0.460	0.460	0.500	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460
H _{мод.} , м	3	3	3	3	10	4	8	4	4	12	12	4
t _{мод.} , °C	16	6	18	18	20	5	21	10	20	21	20	4

Марка	Диагональные													
	ПЛД50-В60°	ПЛД60-В60°	ПЛД70-В60°	ПЛД90-В45°	ПЛД115-В45°	ПЛД140-В45°	ПЛД170-В30°	13	14	15	16	17	18	19
№ УХ	13	14	15	16	17	18	19	50	60	70	90	115	140	170
H _{пред.} , м	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
H _{мин./H_{макс.}}	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
n _{опт. об/м}	113	111	107	85	83	85	80	110	1130	1020	820	830	800	650
Q _{1 опт.} , л/с	1100	1130	1020	820	830	830	800	0.910	0.906	0.907	0.921	0.916	0.921	0.909
η _{м.опт.}	0.910	0.906	0.907	0.921	0.916	0.916	0.921	0.921	0.921	0.921	0.921	0.921	0.921	0.921
Q _{1 макс.} , л/с	1650	1600	1600	1300	1200	1200	1100	1650	1600	1600	1300	1200	1100	1100
σ (Q _{1 макс.})	0.60	0.65	0.60	0.45	0.40	0.40	0.35	0.60	0.65	0.60	0.45	0.40	0.35	0.32
D _{1 м.} , м	0.350	0.460	0.345	0.460	0.460	0.460	0.460	0.350	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.325
H _{мод.} , м	5	12	6	4	4	4	4	16	20	7	9	7	7	5
t _{мод.} , °C	16													16

Марка	Радиально - осевые												
	РО45-В	РО75-В	РО115-В	РО140-В	РО170а-В	РО170б-В	РО230а-В	РО230б-В	РО310-В	РО400-В	РО310-В	РО400-В	РО500-В
№ УХ	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	29	30	30
H _{пред.} , м	45	75	115	140	170	170	230	230	310	400	400	500	500
H _{мин./H_{макс.}}	0.60	0.60	0.60	0.60	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.70	0.70	0.80	0.80
n _{опт. об/м}	82	83	75	73	68	69	66	69	64	65	65	66	66
Q _{1 опт.} , л/с	1200	1020	900	840	625	585	535	500	400	237	227		
η _{м.опт.}	0.921	0.920	0.927	0.927	0.923	0.928	0.927	0.926	0.928	0.908	0.908	0.907	0.907
Q _{1 макс.} , л/с	1430	1200	1080	980	780	670	640	580	500	310	280		
σ (Q _{1 макс.})	0.23	0.13	0.15	0.15	0.07	0.12	0.085	0.065	0.075	0.04	0.04	0.04	0.04
D _{1 м.} , м	0.460	0.460	0.5156	0.515	0.4355	0.5587	0.625	0.630	0.388	0.800	0.800		
H _{мод.} , м	4	4	4	4	4	4	4	4	30	5	5		
t _{мод.} , °C	8	20	2	16	7	4	8	7	20	19	19		

Рисунок В.1 – Основные параметры модельных реактивных гидротурбин

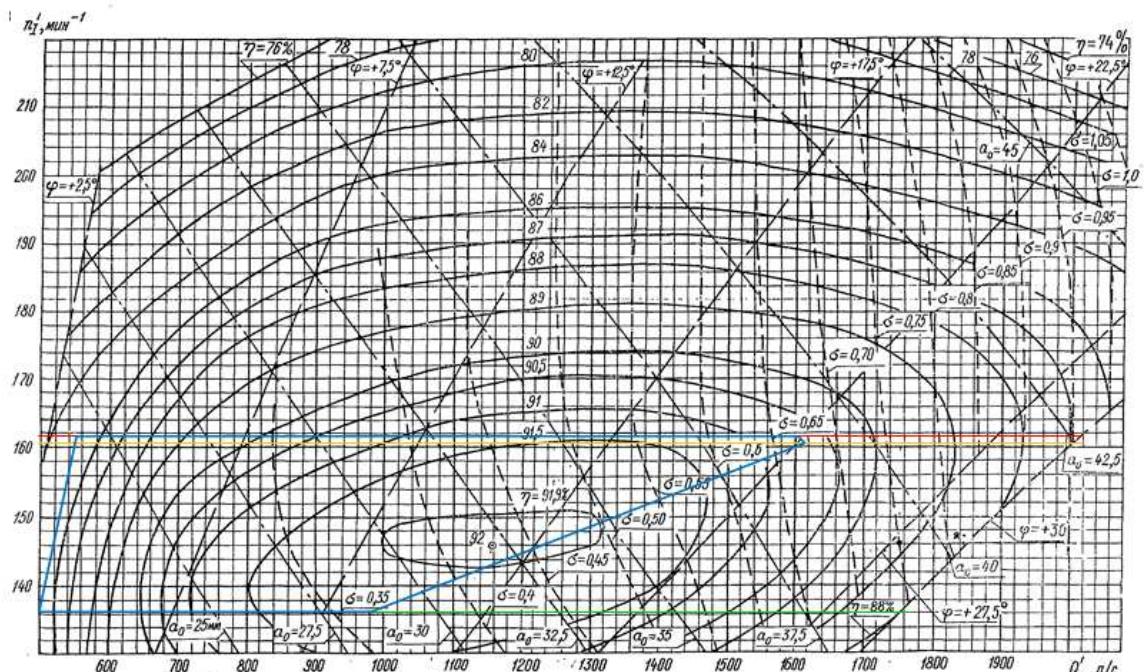


Рисунок В.2 – Зона работы на ГУХ для ПЛ20-В-400

Продолжение приложения В

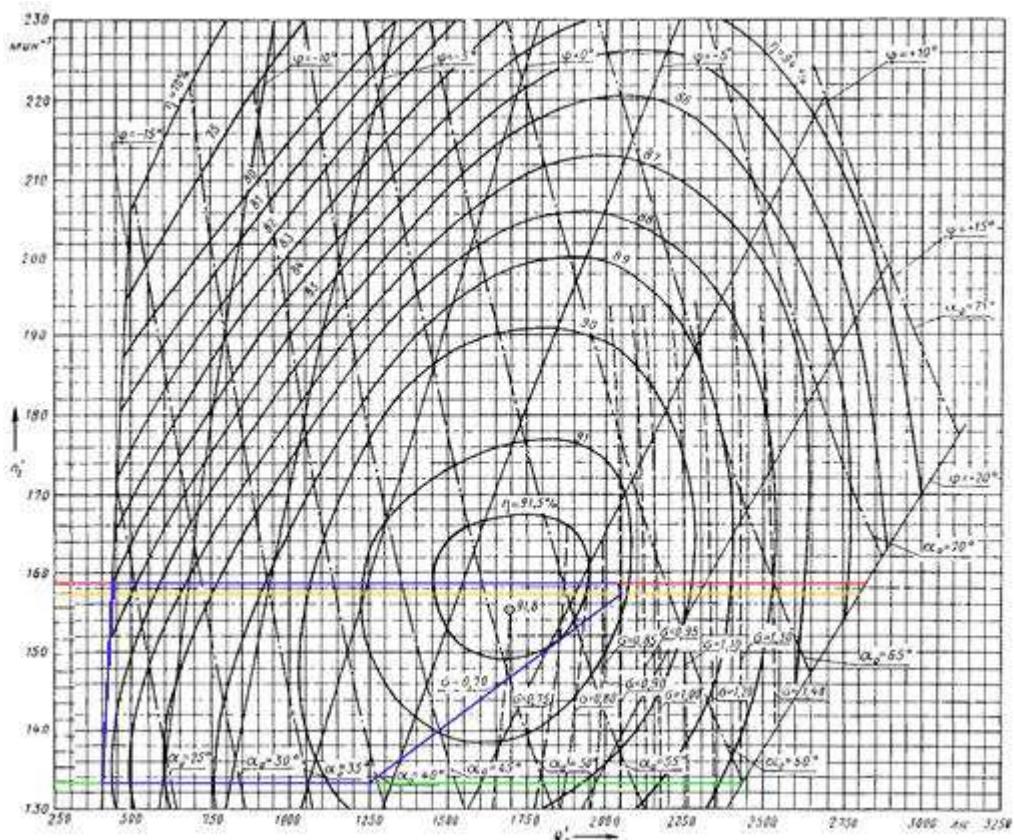
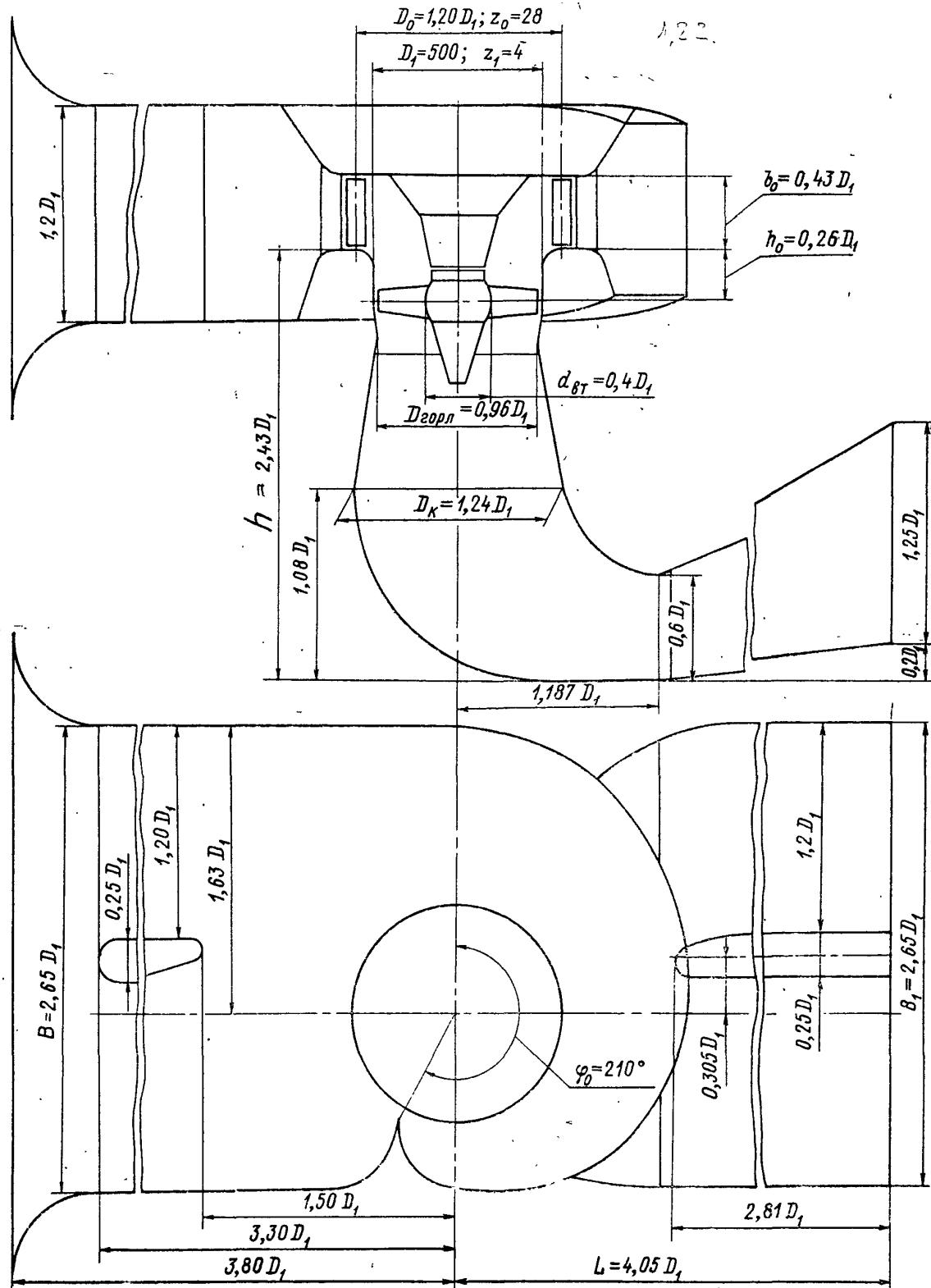


Рисунок В.3 – Зона работы на ГУХ для ПЛ20-ГК-3,55

Продолжение приложения В



Черт. 3

Рисунок В.7 – Проточная часть модели гидротурбины ПЛ20-В

Окончание приложения В

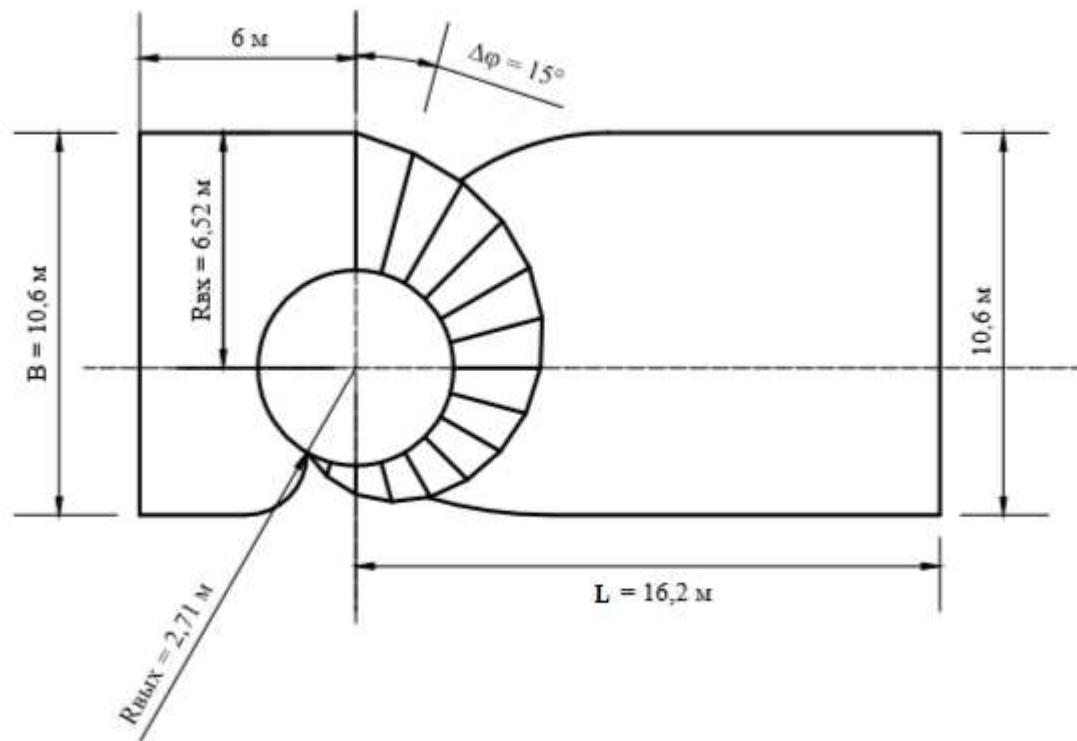


Рисунок В.1 – Чертёж спиральной камеры

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Микропроцессорные электрические защиты генератора

Таблица Г.1 – Карта уставок МП электрических защит

Защиты		Уставки		
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Продольная дифференциальная защита	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{CP.O}$	$0,15 \cdot I_H$	0,71 A
		Коэффициент торможения, K_T	0,3	–
		Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,5 \cdot I_H$	2,38 A
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	7,15 A
		OTC, I_{OTC}	$6 \cdot I_H$	28,59 A
ЗЗГ	U_0	t_1	–	8 B
		t_2	–	15 B
	U_{03}	Коэффициент торможения, K_T	1,2	–
ЗПН	Λ U	2 ступень	$1,4 \cdot U_H$	140 B
		1 ступень	$1,2 \cdot U_H$	120 B
Защита обратной последовательности от несимметричных КЗ и перегрузок	I_2	СО	$0,15 \cdot I_H$	0,33 A
		ПО	0,3	$0,183 \cdot I_H$
		OTC I	$0,5 \cdot I_H$	0,95 A
Защита от симметричных КЗ и перегрузок	I_1	СО	$1,5 \cdot I_H$	5,10 A
		ПО	$6 \cdot I_H$	5,24 A
		OTC	–	$1,531 \cdot I_H$
ДЗ	V Z	1 ступень	–	0,086
		1,2	$0,15 \cdot Z_1$	0,165 Ом
		2 ступень	$1,4 \cdot U_H$	0,345
			Z_{CMII}	0,15 · Z_2
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_{P\text{ сигн.}}$	$1,07 \cdot I_{HOM.P}$
		ПО	$I_{P\text{ пуск.}}$	$1,1 \cdot I_{HOM.P}$
		OTC	$I_{P\text{ пуск.}}$	$1,531 \cdot I_{HOM.P}$

Окончание приложения Г

Таблица Г.2 – Матрица отключений

Защиты		Команды								
Наименование	Обозначение	Отключение ВГТ		Гашение полей		Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск СВПТ ГТ	Отключение В-110 и В-ТСН	Отключение МШВ	Предупредительный сигнал
Продольная дифференциальная защита	$I\Delta G$	+	+	+	+					
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 КЗ и перегрузок	I_2	СО								+
		ИО		+	+					
		OTC I	t_1							+
			t_2							+
			t_3	+	+					
		СО								+
Защита от симметричных КЗ и перегрузок	I_1	ИО		+	+					
		OTC	t_1							+
			t_2							+
			t_3	+	+					
ДЗ	$Z <$	1 ступень	t_1							+
			t_2	+	+	+				
		2 ступень	t_1							+
			t_2							+
			t_3	+	+					
		СО								+
Защита ротора от перегрузки	I_p	ИО		+	+					
		Отсечка		+	+					

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Компоновка и сооружения гидроузла

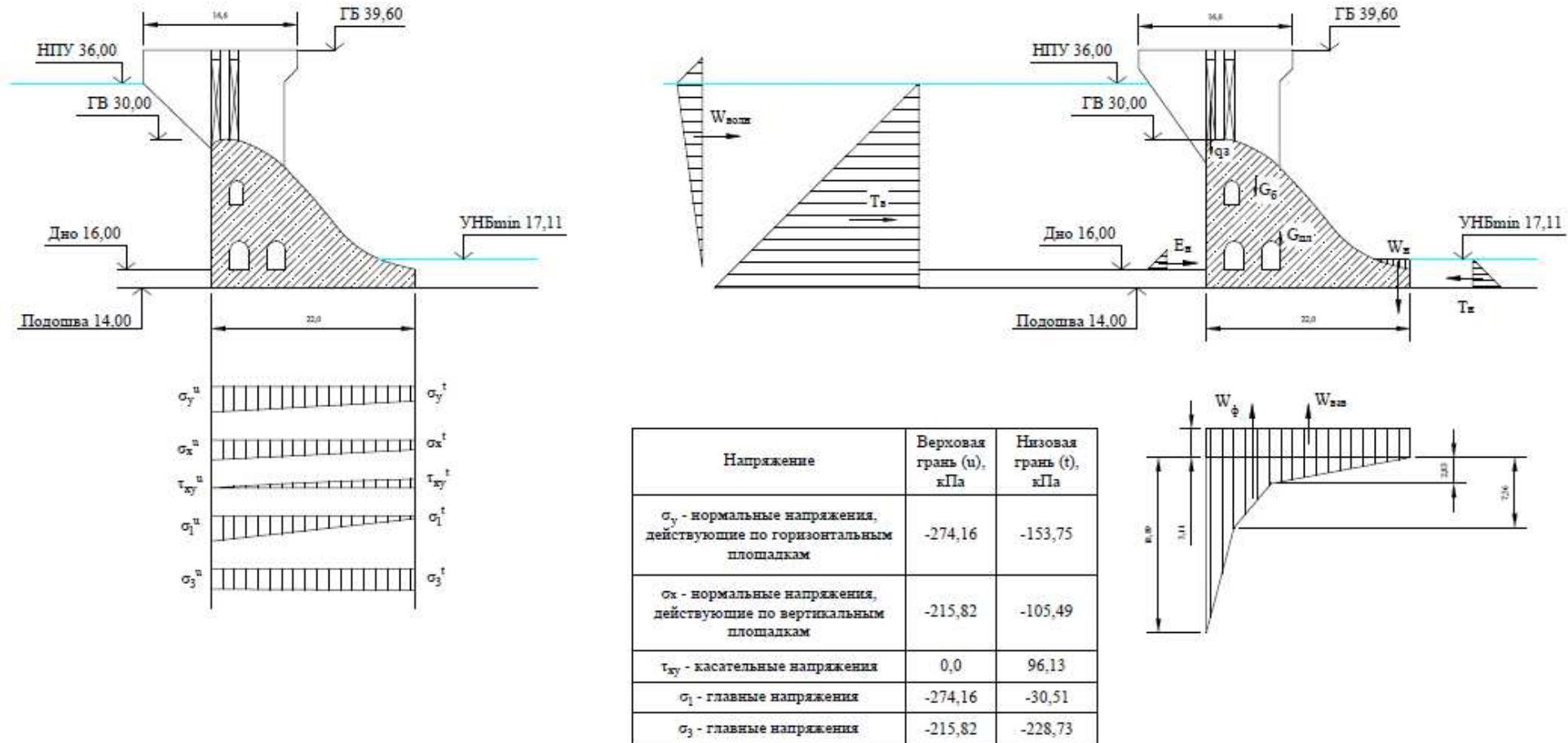


Рисунок Д.1 – Нагрузки и воздействия на водосливную плотину

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 ПАВЛО-ТАТАРЕНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ПАША.
СОВРЕМЕННЫЕ СОПТ И МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ ИЗОЛЯЦИИ СОПТ

Инженер 1 категории,
СРЗАиМ
Руководитель Старина 15.06.21
Филиал ПАО «РусГидро» - М.С.Размахнин
подпись, дата
«Саяно-Шушенская ГЭС
имени П.С.Непорожнего»

Выпускник

К.А. Цымбалов
15.06.21
подпись, дата

К.А. Цымбалов

Саяногорск; Черёмушки 2021