

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

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

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ А.А. Ачитаев  
«\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2020г.

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

### ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГИЛЮЙСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ГИЛЮЙ. ГИДРОМЕХАНИЧЕСКИЕ ЗАЩИТЫ ГИДРОАГРЕГАТА – ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ, НОРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ

Руководитель \_\_\_\_\_  
подпись, дата

Заместитель начальника Службы  
РЗА и метрологии  
Филиала ПАО «РусГидро»  
«Саяно-Шушенская ГЭС  
имени П.С. Непорожнегого»  
должность

А.Н. Сивцов  
инициалы, фамилия

Выпускник \_\_\_\_\_  
подпись, дата

Т.А. Корнеева  
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Гилюйской ГЭС на реке Гилюй. Гидромеханические защиты гидроагрегата – принцип действия, нормы и требования».

Консультанты по разделам:

Водно–энергетические расчёты

подпись, дата

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Электрическая часть

подпись, дата

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

подпись, дата

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико–экономическое обоснование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

инициалы, фамилия

## СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ ГИЛЮЙСКОЙ ГЭС .....	6
ВВЕДЕНИЕ .....	8
1 Анализ исходных данных и определения внешних условий функционирования ГЭС .....	9
1.1 Климат.....	9
1.2 Гидрологические данные .....	9
1.3 Инженерно-геологические условия.....	12
1.4 Сейсмические условия .....	12
2 Водно-энергетические расчёты .....	13
2.1 Исходные данные .....	13
2.2 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока .....	13
2.3 Определение типа регулирования .....	16
2.4 Построение суточных графиков нагрузки с интегральной кривой нагрузки энергосистемы .....	17
2.5 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы .....	19
2.6 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы.....	20
2.7 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году.	22
2.8 Определение установленной мощности проектируемой ГЭС .....	23
2.9 Баланс мощности.....	23
2.10 Водно-энергетические расчеты работы ГЭС в средневодном году .....	24
3 Основное и вспомогательное оборудование .....	25
3.1 Построение режимного поля .....	25
3.2 Выбор системы и количества гидроагрегатов .....	27
3.3 Выбор отметки расположения рабочего колеса гидротурбины .....	28
3.4 Выбор типа серийного гидрогенератора.....	30
3.5. Расчет вала на прочность .....	30
3.6. Выбор маслонапорной установки и электрогидравлического регулятора	31
4 Электрическая часть .....	32
4.1 Выбор главной схемы электрических соединений и схемы собственных нужд .....	32
4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС .....	32
4.2.1 Выбор синхронных генераторов .....	32
4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов .....	33
4.2.3 Выбор трансформаторов собственных нужд .....	33
4.3 Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения и марки проводов воздушных линий .....	34
4.4 Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin .....	35

4.5 Внесение исходных данных в программный комплекс и расчет токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin».....	36
4.6 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима .....	37
4.7 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ.....	38
4.8 Выбор трансформаторов тока и напряжения.....	40
4.9 Выбор параметров ОРУ .....	40
4.9.1 Выбор выключателей и разъединителей.....	40
4.9.2. Выбор трансформаторов тока и напряжения .....	41
5 Релейная защита и автоматика .....	42
5.1 Перечень защит основного оборудования .....	42
5.2 Расчёт номинальных токов .....	43
5.3 Описание защит и расчет их уставок .....	44
5.3.1 Продольная дифференциальная защита генератора ( $I\Delta G$ ).....	44
5.3.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN (UO))	46
5.3.3 Защита от повышения напряжения ( $U1>$ ), ( $U2>$ ) .....	49
5.3.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I2$ ) .....	49
5.3.5 Защита от симметричных перегрузок ( $I_1$ ) .....	53
5.3.6 Дистанционная защита генератора ( $Z_1<$ ),( $Z_2<$ ) .....	55
5.3.7 Защита от перегрузки обмотки ротора.....	58
5.4 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор .....	59
5.5 Таблица уставок и матрица отключений защит .....	60
6 Компоновка и сооружения гидроузла .....	62
6.1 Определение класса гидротехнического сооружения .....	62
6.2 Определение отметки гребня плотины .....	62
6.3 Определение ширины водосливного фронта .....	64
6.4 Определение отметки гребня водослива.....	65
6.5 Проверка пропуска проверочного расхода .....	66
6.6 Построение оголовка профиля водосливной грани по координатам Кригера – Офицерова.....	68
6.7 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе .....	69
6.8 Расчет водобойной стенки .....	70
6.9 Расчет водобойного колодца .....	71
6.10 Конструирование бетонной плотины .....	72
6.10.1 Определение ширины подошвы .....	72
6.10.2 Разрезка плотины швами .....	72
6.10.3 Быки .....	73
6.10.4 Галереи.....	73
6.10.5 Элементы подземного контура плотины.....	73
6.11 Конструирование и расчет устройств нижнего бьефа.....	74
6.11.1 Водобой.....	74
6.11.2 Рисберма .....	75

6.12 Пропуск расходов через донные отверстия и глубинные водосбросы ....	75
6.13 Определение основных нагрузок на плотину .....	76
6.13.1 Вес сооружения и затворов .....	76
6.13.2 Сила гидростатического давления воды .....	77
6.13.3 Волновое давление .....	77
6.13.4 Фильтрационное и взвешивающее давление .....	78
6.14 Расчет прочности плотины .....	79
6.15 Критерии прочности плотины .....	81
6.16 Расчет устойчивости плотины .....	82
7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды .....	84
7.1 Безопасность гидротехнических сооружений .....	84
7.2 Охрана труда.....	84
7.3 Пожарная безопасность .....	88
7.4 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния ГЭС .....	90
7.4.1 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов .....	91
7.4.2 Отходы, образующиеся при строительстве .....	92
7.4.3 Водоохранная зона .....	93
7.4.4 Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции .....	94
8 Технико-экономические показатели .....	96
8.1 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации	96
8.1.1 Оценка объемов реализации электроэнергии .....	96
8.1.2 Текущие расходы на производство электроэнергии .....	96
8.1.3 Налоговые расходы в первые годы эксплуатации.....	99
8.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности .....	99
8.3 Оценка инвестиционного проекта .....	101
8.3.1 Методология и исходные данные.....	101
8.3.2 Коммерческая эффективность .....	102
8.3.3 Бюджетная эффективность .....	102
8.4 Анализ чувствительности .....	103
9 Гидромеханические защиты гидроагрегата - принцип действия, нормы и требования .....	105
9.1 Условия работы гидромеханических защит .....	106
9.2 Ступени срабатывания гидромеханических защит .....	107
9.3 Команды Стоп1, Стоп2, Стоп 3 и Стоп4.....	108
9.4 Проверка работы гидромеханических защит .....	109
9.5 Назначение САУ ГА .....	109
9.6 Контроль нормального состояния оборудования.....	110
9.7 Общие требования.....	111
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	112
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	114
ПРИЛОЖЕНИЕ А Водно-энергетические расчеты .....	118
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Параметры и характеристики гидротурбины .....	121

## СОКРАЩЁНЫЙ ПАСПОРТ ГИЛЮЙСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки ..... Гилюй;
2. Местонахождение ГЭС ..... Амурская область;
3. Характерные расходы воды:
  - а) среднемноголетний ..... 180 м<sup>3</sup>/с;
  - б) всех турбин ..... 500 м<sup>3</sup>/с;
  - в) максимальный с обеспеченностью: 0,01% ..... 2252 м<sup>3</sup>/с;  
0,1% ..... 1797 м<sup>3</sup>/с;
  - г) минимальный ..... 96 м<sup>3</sup>/с;
4. Параметры водохранилища:
  - а) характер регулирования стока ..... годовой;
  - б) отметка: НПУ ..... 465 м;  
ФПУ ..... 466 м;  
УМО ..... 444,22 м
- в) объемы:
  - полный ..... 5,04 км<sup>3</sup>;
  - полезный ..... 2,54 км<sup>3</sup>;
5. Напоры ГЭС:
  - а) максимальный ..... 53 м;
  - б) расчетный ..... 43,4 м;
  - в) минимальный ..... 30,3 м;
6. Энергетические характеристики:
  - а) установленная мощность ..... 183 МВт;
  - б) среднемноголетняя выработка энергии ..... 594 млн. кВт·ч;
7. Бетонная плотина (общая длина)
  - а) левобережная глухая ..... 84 м;
  - б) правобережная глухая ..... 153 м;
  - г) водосливная ..... 54 м;
8. Водосбросные сооружения
  - а) тип ..... глубинный водосброс;
  - б) число и размер пролетов ..... 2 отверстий 1,5×3;
9. Здание ГЭС:
  - а) тип здания ..... приплотинное;
  - б) число агрегатов ..... 3;
  - б) грунты в основании ..... скала;
  - в) тип спиральной камеры ..... бетонная трапецидальная;
  - г) тип отсасывающей трубы ..... изогнутая;
10. Основное оборудование:
  - а) тип турбины ..... ПЛ60-В-475;
  - б) тип генератора ..... СВ-780/137-36;
  - в) мощность генератора ..... 63 МВт;
  - г) частота вращения ..... 166,7 об/мин;

д) тип трансформаторов..... ТДЦ-80000/220;

11. Технико-экономические показатели:

б) удельные капиталовложения..... 66230 руб./кВт;

в) себестоимость энергии ..... 0,95 руб/кВт·ч;

г) срок окупаемости ..... 10,8 лет

## **ВВЕДЕНИЕ**

Гидроэнергетика – одна из ведущих составляющих электроэнергетики России. Преимуществом ГЭС перед другими электростанциями является способность быстро увеличивать объем выработки электроэнергии для покрытия пиковых нагрузок в энергосистеме. Вода, постоянно возобновляемая, в отличие от нефти, газа, твердого топлива и ядерного горючего. Лидером в развитии электроэнергетики на ближайшие десятилетия станет гидроэнергетика, как наиболее развитая, экологически безопасная и инвестиционная отрасль народного хозяйства.

Развитие Дальнего Востока – сегодня одна из наиболее приоритетных задач государства. Для ее решения разработана Федеральная целевая программа по развитию региона, создано Министерство по развитию дальнего востока. В энергетике региона ситуация осложнена наличием государственного регулирования тарифов на тепло и электроэнергию. Строительство новых станций необходимо для повышения надежности электроснабжения региона и сдерживания роста тарифов.

Целью бакалаврской работы является проработка основных этапов проектирования гидроэлектростанции с применением теоретических знаний, а также путем инженерного подхода к решению конкретных задач, с сопоставлением вариантов для выбора наилучших технических решений.

# 1 Анализ исходных данных и определения внешних условий функционирования ГЭС

## 1.1 Климат

Климат района расположения гидроузла – резко континентальный с муссонными чертами. Средняя температура зимой от  $-28^{\circ}\text{C}$  до  $-32^{\circ}\text{C}$ , средняя температура лета  $18^{\circ}\text{C}$ , среднегодовое количество осадков 530-600 мм.

Зима холодная и продолжительная. Зимние метели сопровождаются сильным ветром.

Лето жаркое, с большим количеством осадков. Самый теплый месяц в году июль.

## 1.2 Гидрологические данные

Гилюй – река в Амурской области России, второй по величине правый приток реки Зея, принадлежит бассейну Амура. Основные притоки – Могот и Тында. Длина реки составляет 545 км, площадь бассейна – 22500 км<sup>2</sup>.

Среднемноголетний расход воды  $180\text{ м}^3/\text{s}$ . Питание реки в основном муссонными дождями в летне-осенний период. Из многочисленных притоков основными можно назвать Могот и Тынду. В бассейне реки более 400 озер.

В таблице 1.1 приведен гидрологический ряд наблюдений в период с 1949 по 1998 год.

Таблица 1.1 –Ряд гидрологических данных по реке Гилюй

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср. год
1949	4,6	4,1	2,6	5,3	567	1333	377	140	179	135	5,3	4,1	230
1950	2,8	2,6	2,1	4,9	263	775	495	159	160	107	13,7	13,3	167
1951	8,9	5,6	1,5	2,1	1271	402	299	28	103	55	5,3	3,8	182
1952	3,4	3,1	2,5	4,4	565	313	448	112	28	25	14,7	11,1	128
1953	2	1,6	1,5	2,1	631	439	238	140	131	53	37,6	12,1	141
1954	2,5	1,5	1,4	1,4	448	732	137	126	112	65	6,2	5,9	137
1955	10	4,3	1,4	1,4	689	576	542	187	163	58	4,1	3,6	187
1956	4,2	1,8	1,5	2,1	785	847	185	42	37	32	14,2	5,9	163
1957	2,9	2,5	2,1	3,9	442	614	411	159	135	126	21,2	3,7	160
1958	4,1	1,9	1,6	2	659	878	280	93	84	57	13,3	10,1	174
1959	4,8	4,6	1,6	2	719	832	155	121	10	9	3,6	3,3	155
1960	2,3	2,9	1,4	1,5	224	860	224	126	140	101	35,7	14,8	144
1961	4,5	3,6	2,1	4,6	645	1442	262	149	192	163	24,9	21,5	243
1962	3,1	2,6	2,1	3,5	595	581	885	56	190	80	13,3	7,9	202



Таблица 1.2 – Координаты кривых связи верхнего и нижнего бьефа

Кривая связи объемов водохранилища от уровней верхнего бьефа		Кривая связи расходов от уровней нижнего бьефа			
		Зимние расходы		Летние расходы	
$Z_{ВБ}, м$	$V, км^3$	$Z_{НБ}, м$	$Q, м^3/c$	$Z_{НБ}, м$	$Q, м^3/c$
411,45	0	411,00	0,00	411,00	0,00
423,74	0,42	411,99	105,00	411,99	150,00
430,82	0,84	413,02	245,00	413,02	350,00
435,66	1,26	413,98	420,00	413,98	600,00
439,88	1,68	415,01	665,00	415,01	950,00
444,12	2,1	416,00	945,00	416,00	1350,00
448,45	2,52	417,00	1260,00	417,00	1800,00
452,65	2,94	418,00	1573,60	418,00	2248,00
456,39	3,36	-	-	-	-
459,46	3,78	-	-	-	-
461,79	4,2	-	-	-	-
463,50	4,62	-	-	-	-

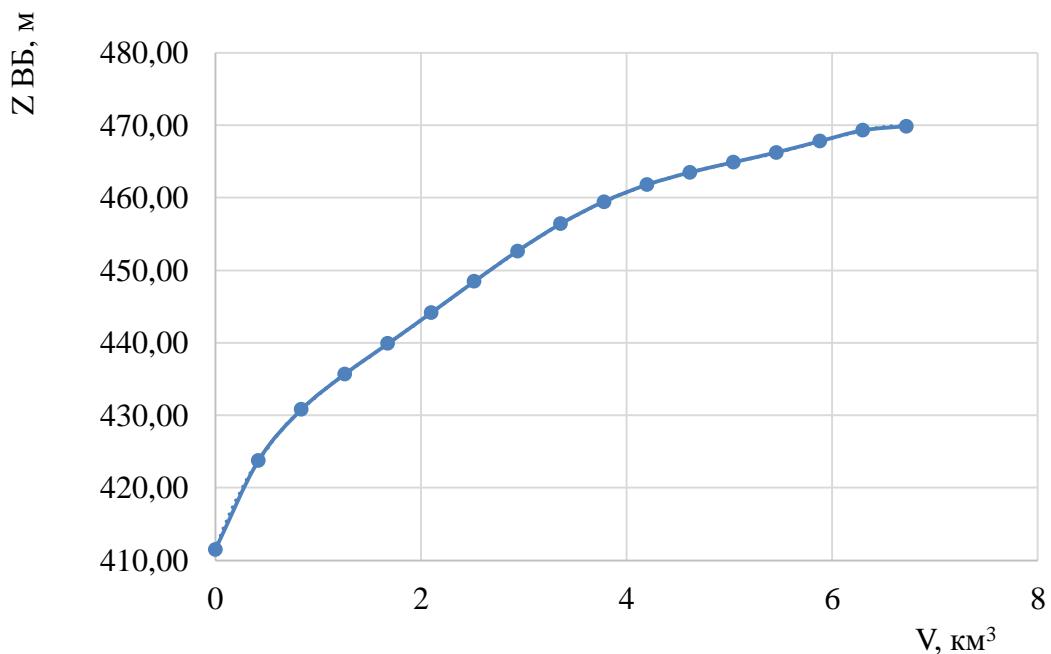


Рисунок 1.1 – Кривая связи объёмов и уровней верхнего бьефа

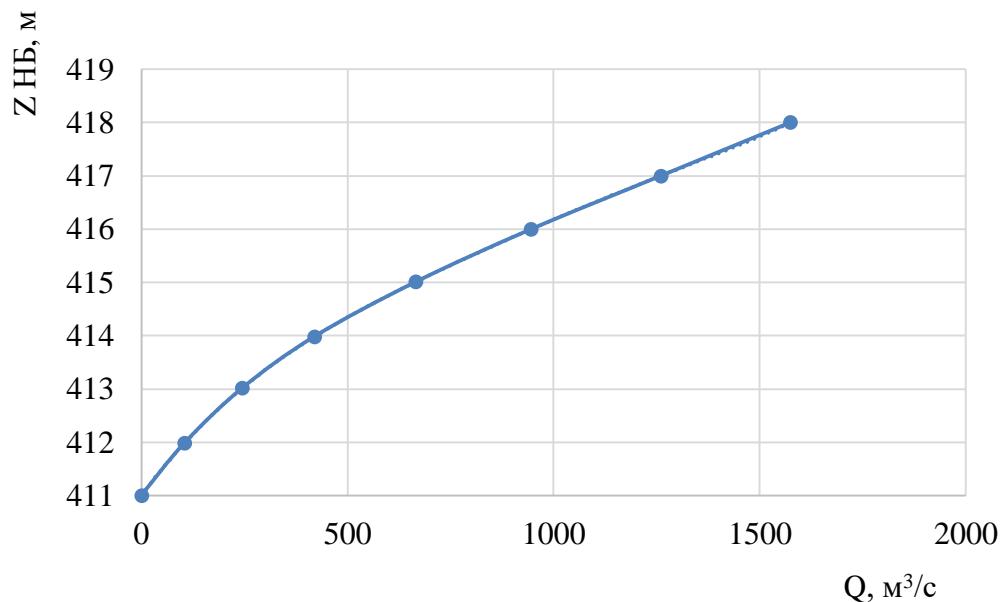


Рисунок 1.2 – Кривая связи  $Z_{HB}=f(Q)$  для зимних расходов

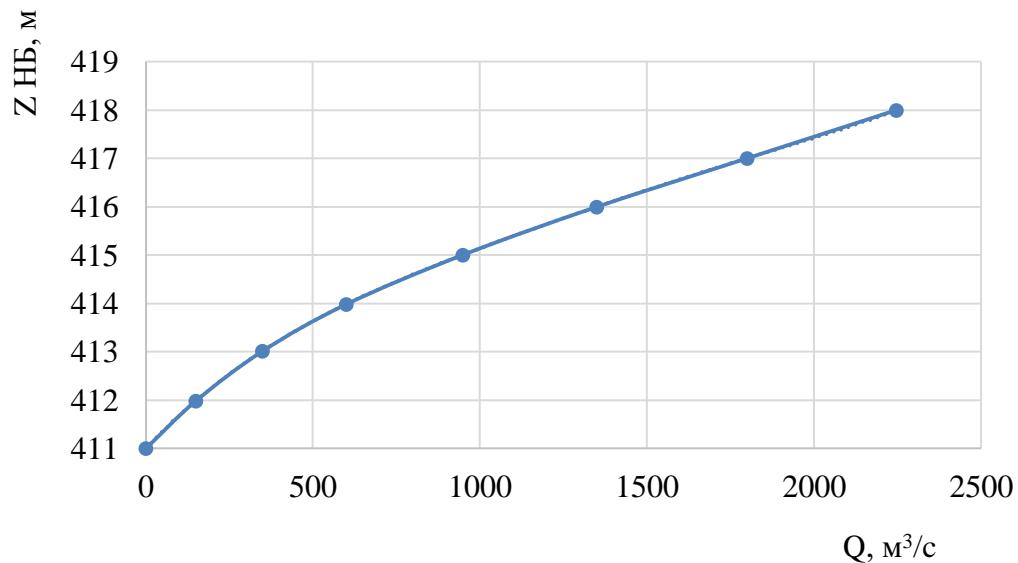


Рисунок 1.3 – Кривая связи  $Z_{HB}=f(Q)$  для летних расходов

### 1.3 Инженерно-геологические условия

По геологической карте определено, что в районе створа Гилуюской ГЭС нет зон тектонического контакта.

В основании реки Гилую – скальные породы: песчаник аркозовый.

### 1.4 Сейсмические условия

Территория района входит в сейсмически активную зону с возможной силой землетрясения 6-9 баллов.

## 2 Водно-энергетические расчёты

### 2.1 Исходные данные

- Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа и объёмов водохранилища и уровней верхнего бьефа (таблица 1.2, рисунок 1.1, 1.2, 1.3);
- Амурское РДУ;
- Установленные мощности существующих ГЭС: Зейская ГЭС - 1330 МВт, Бурейская ГЭС - 2010 МВт;
- Годовой максимум нагрузки 2606 МВт;
- Резервы: нагрузочный резерв системы 2%, аварийный резерв системы 8%;
- Коэффициент мощности  $k_N = 8,8$ ;
- Потери напора в водоподводящих сооружениях  $\Delta h=0,55$  м;
- НПУ гидроузла = 465 м;
- ДНО гидроузла = 411 м;
- Ряд гидрологических данных по реке Гилюй за период 1949-1998 гг. (таблица 1.1);
- Требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 2.1

Таблица 2.1- Требования участников ВХК и потери воды

$Q$ , м <sup>3</sup> /с	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96
Потребление из водохранилища	2,3	2,9	1,4	1,5	224	860	224	126	140	101	35,7	14,8
Фильтрация	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Испарение	0	0	0	0	1	4	1	1	1	1	0	0
Льдообразование	1	1	0	-4	-4	0	0	0	0	0	3	3

Суточный график нагрузок представлен на плакате «Использование водной энергии».

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

Гидрологический ряд наблюдений за период 1949-1998гг. представлен в таблице 1.1, результаты приводятся в таблице 2.2.

Год делится на два периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). За многоводные принимаются месяцы, в которых расход больше или равен среднегодовому, остальные месяцы составляют маловодный период. В данном случае половодными принимаются 5-7 месяцы, а все остальные месяцы года - маловодными.

Далее ранжируем среднегодовые расходы по убыванию и находим соответствующую обеспеченность по формуле:

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

где  $m$  - порядковый номер члена ряда среднегодовых расходов, ранжированного в убывающем порядке;  
 $n$  - общее число членов ряда.

Таблица 2.2 – Расчетные значения обеспеченности маловодного и средневодного года

m	P, %	Средневодный		Половодье		Межень	
		Год	Qср.год., м <sup>3</sup> /с	Год	Qпол., м <sup>3</sup> /с	Год	Qмеж., м <sup>3</sup> /с
1	2	1965	261	1965	874	1989	74
2	4	1961	243	1963	790	1972	72
3	6	1972	233	1961	783	1995	66
4	8	1949	230	1980	773	1961	63
5	10	1980	230	1949	759	1998	62
6	12	1989	228	1994	723	1975	59
7	14	1963	216	1972	713	1965	57
8	16	1993	208	1989	693	1993	57
9	18	1995	205	1988	690	1979	55
10	20	1962	202	1962	687	1949	53
11	22	1975	202	1974	682	1983	53
12	24	1994	202	1993	663	1950	52
13	25	1969	198	1969	661	1957	51
14	27	1986	197	1951	657	1986	51
15	29	1998	194	1986	632	1980	49
16	31	1974	188	1975	631	1955	48
17	33	1988	188	1971	629	1960	47
18	35	1955	187	1995	625	1996	44
19	37	1983	187	1968	623	1969	43
20	39	1951	182	1978	612	1973	43
21	41	1990	182	1990	611	1953	42
22	43	1978	179	1956	606	1984	42
23	45	1979	179	1958	606	1962	40
24	47	1996	178	1955	602	1967	39
25	49	1968	176	1998	591	1981	39
26	51	1958	174	1983	588	1982	39
27	53	1971	172	1987	587	1990	39
28	55	1984	172	1996	579	1992	38
29	57	1950	167	1991	575	1966	37
30	59	1991	167	1997	571	1954	36
31	61	1976	166	1959	569	1985	35
32	63	1966	164	1976	565	1970	34
33	65	1956	163	1984	560	1978	34
34	67	1981	163	1977	557	1976	33
35	69	1970	161	1979	548	1958	30
36	71	1987	161	1966	545	1991	30
37	73	1992	161	1964	542	1968	28
38	75	1957	160	1970	542	1994	28
39	76	1985	159	1981	537	1963	25
40	78	1977	156	1992	533	1951	24
41	80	1973	155	1985	530	1974	24

Окончание таблицы 2.2

m	P, %	Средневодный		Половодье		Межень	
		Год	Qср.год., м <sup>3</sup> /с	Год	Qпол, м <sup>3</sup> /с	Год	Qмеж, м <sup>3</sup> /с
42	82	1959	154	1950	511	1952	23
43	84	1982	153	1982	495	1977	22
44	86	1997	153	1973	490	1964	21
45	88	1964	151	1957	489	1988	21
46	90	1960	144	1952	442	1971	20
47	92	1953	141	1954	439	1987	19
48	94	1954	137	1953	436	1959	18
49	96	1967	133	1960	436	1956	16
50	98	1952	128	1967	412	1997	13

По расчетным обеспеченностям определяются маловодный и средневодный год. За маловодный принимается год со среднегодовой обеспеченностью 90%, в данном случае 1960 год.

За средневодный год принимается год с обеспеченностью 50%, но в данном случае нет конкретного года, поэтому определяем ближайшие годы от расчетной обеспеченности: 1968 и 1958 годы. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью. В итоге принимаем тот год, который будет иметь коэффициент приведения ближе к единице, т.е. тот год, который требует меньшую корректировку расходов.

Для 1968 года:

$$K_m = \frac{Q_{m,50\%}}{Q_{m,1968}} = \frac{39}{28} = 1,4; \quad (2)$$

$$K_n = \frac{Q_{n,50\%}}{Q_{n,1968}} = \frac{590}{623} = 0,94. \quad (3)$$

Для 1958 года:

$$K_m = \frac{Q_{m,50\%}}{Q_{m,1958}} = \frac{39}{30} = 1,3; \quad (4)$$

$$K_n = \frac{Q_{n,50\%}}{Q_{n,1958}} = \frac{590}{606} = 0,97. \quad (5)$$

В качестве расчетного средневодного года принимаем 1958, так как его коэффициенты ближе к единице.

Вычисляем коэффициенты приведения по половодью и межени для 1960 года.

$$K_m = \frac{Q_{m,90\%}}{Q_{m,1960}} = \frac{20}{47} = 0,3; \quad (6)$$

$$K_{\pi} = \frac{Q_{\pi, 90\%}}{Q_{\pi, 1960}} = \frac{442}{436} = 1,01. \quad (7)$$

Расчетный маловодный 1960 год ( $P=90\%$ ) без приведения, с приведением, с уточненным коэффициентом представлен в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Приведенный маловодный год

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{ср.}, м^3/с$
Исходные	2,3	2,9	1,4	1,5	224	860	224	126	140	101	35,7	14,8	144
Приведенные	0,92	0,76	0,56	0,6	226,24	868,62	226,24	50,4	56	40,4	14,28	5,92	124
С коэф.	2,22	1,8	1,3	1,45	226,24	868,6	226,24	122,09	135,6	97,86	34,5	14,3	144

Расчетный средневодный 1958 год ( $P=50\%$ ) без приведения, с приведением, с уточненным коэффициентом представлен в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Приведенный средневодный год

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{ср.}, м^3/с$
Исходные	4,1	1,9	1,6	2	659	878	280	93	84	57	3,3	10,1	174
Приведенные	5,3	2,5	2,08	2,6	639,23	831,6	271,6	120,9	109,2	74,1	11,2	13,1	176
С коэф.	4,1	1,9	1,6	2	659	878	280	94,4	85	58	13,5	10,2	174

Гидрографы маловодного и средневодного года представлены на рисунке 2.1.

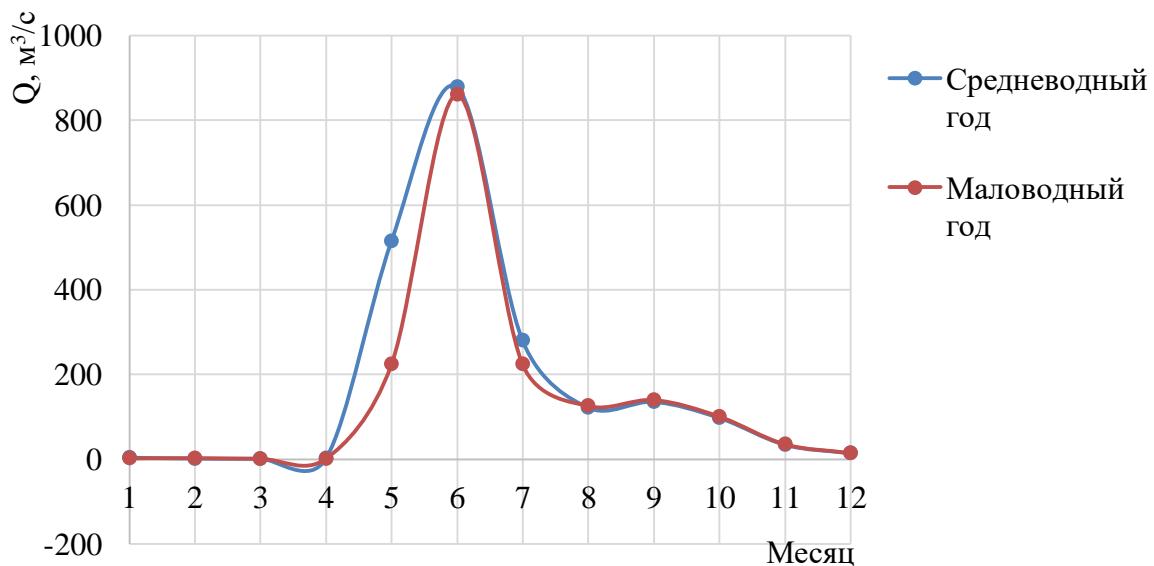


Рисунок 2.1 – Расчетный гидрограф маловодного и средневодного года

### 2.3 Определение типа регулирования

Для определения типа регулирования определяется коэффициент зарегулированности стока  $\beta$ .

Определим коэффициент зарегулированности стока, который равен отношению полезного объема водохранилища  $V_{\text{полезн}} = 2,54 \text{ км}^3$  к среднему за многолетний период объема годового стока ГЭС:  $Q_{50\%} = 188 \text{ м}^3/\text{с.}$ :

$$\beta = \frac{V_{\text{пол}}}{\bar{W}} = \frac{2,54}{6 \cdot 10^9} = 0,42 \quad (8)$$

где  $\bar{W}$  – среднемноголетний сток

Следовательно, на проектируемой станции будет годичный тип регулирования.

## 2.4 Построение суточных графиков нагрузки с интегральной кривой нагрузки энергосистемы

Используя сайт системного оператора, выберем один зимний день (26.12.2017), один летний (05.06.2017). Используя эти данные, построим суточные графики нагрузки для зимы и лета.

Данные потребления электроэнергии в ОДУ Востока с пересчетом электропотребления для Амурского РДУ, необходимые для построения суточного графика нагрузки, представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Суточный график нагрузки для зимы и лета

Время, час	Лето	Зима
	Мощность потребление, МВт·ч	Мощность потребление, МВт·ч
0:00	1667	2622
1:00	1618	2588
2:00	1605	2584
3:00	1604	2560
4:00	1592	2556
5:00	1580	2556
6:00	1558	2548
7:00	1553	2528
8:00	1546	2521
9:00	1539	2504
10:00	1533	2486
11:00	1532	2479
12:00	1525	2475
13:00	1522	2473
14:00	1519	2469
15:00	1494	2415
16:00	1461	2370
17:00	1335	2323
18:00	1331	2282
19:00	1272	2266
20:00	1248	2234
21:00	1247	2219
22:00	1226	2199

Строится ИКН и совмещается с суточным графиком нагрузки энергосистемы. Данные ИКН для лета представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – ИКН для лета

t, час	P, МВт	$\Delta P$ , МВт	$\Delta \mathcal{E}$ , млн. кВт·ч	$\Delta P$ к., МВт	$\Delta \mathcal{E}$ к., млн кВт·ч
1	1667	49	0,049	49	0,049
2	1618	13	0,026	62	0,075
3	1605	1	0,003	63	0,078
4	1604	12	0,049	75	0,126
5	1592	12	0,061	87	0,187
6	1580	22	0,131	109	0,318
7	1558	5	0,034	114	0,352
8	1553	7	0,058	121	0,410
9	1546	7	0,061	128	0,471
10	1539	6	0,063	134	0,534
11	1533	1	0,016	135	0,550
12	1532	6	0,076	142	0,626
13	1525	3	0,044	145	0,670
14	1522	2	0,034	148	0,704
15	1519	25	0,379	173	1,083
16	1494	33	0,528	206	1,611
17	1461	126	2,137	332	3,749
18	1335	4	0,079	336	3,827
19	1331	59	1,116	395	4,943
20	1272	24	0,485	419	5,429
21	1248	1	0,031	420	5,459
22	1247	20	0,449	441	5,908
23	1226	1	0,022	442	5,930
24	1225	1225	29,406	1667	35,336

Данные ИКН для зимнего периода представлены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 - ИКН для зимы

t, час	P, МВт	$\Delta P$ , МВт	$\Delta \mathcal{E}$ , млн. кВт·ч	$\Delta P$ к., МВт	$\Delta \mathcal{E}$ к., млн кВт·ч
1	2622	34	0,034	34	0,034
2	2588	4	0,008	38	0,042
3	2584	24	0,071	62	0,114
4	2560	4	0,016	66	0,129
5	2556	0	0,002	67	0,132
6	2556	8	0,050	75	0,181
7	2548	19	0,136	94	0,317
8	2528	7	0,054	101	0,371
9	2521	17	0,157	118	0,529
10	2504	17	0,175	136	0,703
11	2486	8	0,085	144	0,789
12	2479	4	0,047	148	0,835
13	2475	2	0,025	150	0,861
14	2473	4	0,054	153	0,915
15	2469	54	0,816	208	1,731
16	2415	44	0,707	252	2,437
17	2370	48	0,809	300	3,246
18	2323	41	0,743	341	3,989

### Окончание таблицы 2.7

t, час	P, МВт	$\Delta P$ , МВт	$\Delta \mathcal{E}$ , млн. кВт·ч	$\Delta P_{\text{к.}}$ , МВт	$\Delta \mathcal{E}_{\text{к.}}$ , млн кВт·ч
19	2282	16	0,304	357	4,293
20	2266	32	0,631	388	4,924
21	2234	15	0,316	403	5,240
22	2219	20	0,438	423	5,678
23	2199	9	0,201	432	5,879
24	2190	2190	52,567	2622	58,446

### 2.5 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Максимальная нагрузка энергосистемы для рабочего дня каждого месяца определяется по формуле (9).

$$P_t^{\max} = a + (b \cdot \cos|30^\circ \cdot t - 15^\circ|), \quad (9)$$

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

$a$ ,  $b$  - коэффициенты, для определения которых используются формулы (10) и (11).

$$a = \frac{P_{\text{зима}}^{\max} + P_{\text{лето}}^{\max}}{2} = \frac{2622 + 1667}{2} = 2145; \quad (10)$$

$$b = \frac{P_{\text{зима}}^{\max} - P_{\text{лето}}^{\max}}{2} = \frac{2622 - 1667}{2} = 478. \quad (11)$$

Данные для построения графика максимальных годовых нагрузок энергосистемы Востока представлены в таблице 2.8.

Таблица 2.8 - Данные для построения графика максимальных годовых нагрузок энергосистемы Востока

Месяц	P <sub>max</sub> (лето)	P <sub>max</sub> (зима)	$\cos(30 \cdot t - 15) \cdot (3,14/180)$	a	b	P <sub>t,max</sub> , МВт
1	1667	2622	0,97	2145	478	2606
2			0,71			2482
3			0,26			2268
4			-0,26			2021
5			-0,71			1807
6			-0,97			1683
7			-0,97			1683
8			-0,71			1806
9			-0,26			2020
10			0,26			2267
11			0,71			2481
12			0,97			2605

Средняя нагрузка энергосистемы для рабочего дня каждого месяца рассчитывается аналогично по предыдущим формулам.

Данные для построения графика среднемесячных годовых нагрузок энергосистемы Востока представлены в таблице 2.9.

Таблица 2.9 - Данные для построения графика среднемесячных годовых нагрузок энергосистемы Востока

Месяц	P <sub>сред(лето)</sub>	P <sub>сред(зима)</sub>	$\cos(30 \cdot t - 15) \cdot (3,14/180)$	a	b	P <sub>t,сред</sub> , МВт
1	1472	2435	0,97	1954	482	2419
2			0,71			2294
3			0,26			2078
4			-0,26			1829
5			-0,71			1613
6			-0,97			1489
7			-0,97			1488
8			-0,71			1612
9			-0,26			1828
10			0,26			2077
11			0,71			2293
12			0,97			2418

График максимальных годовых нагрузок и среднемесячных годовых нагрузок представлен на рисунке 2.2.

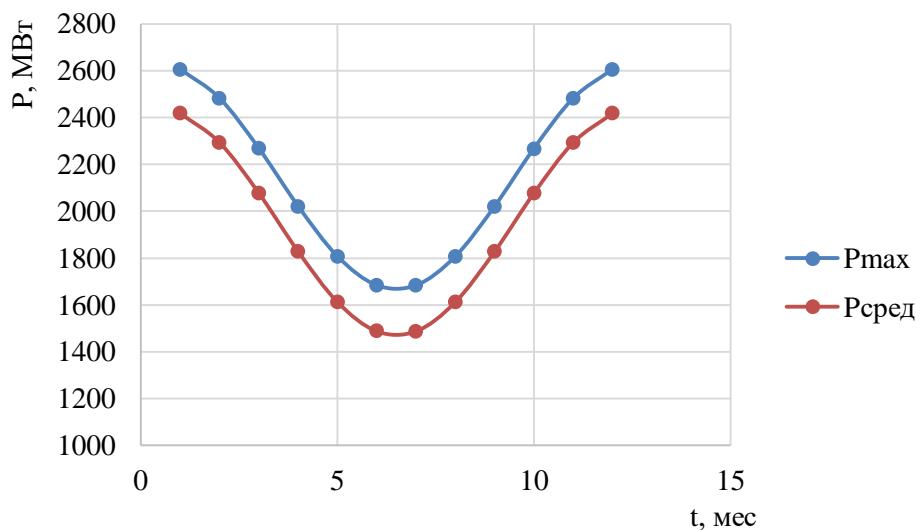


Рисунок 2.2 – График максимальных и средних мощностей

## 2.6 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 (1960) вычисляем значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле (12).

$$N_{ГЭС} = k_N \cdot Q^{пр90\%} \cdot H_{ГЭС}^{\text{подв}}, \quad (12)$$

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

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

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

$$H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}} = Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t)) - \Delta h, \quad (13)$$

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

$Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t))$  – уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды, определенным по летней или зимней кривой связи, м;

$\Delta h$  - потери напора в водоподводящих сооружениях,  $\Delta h = 0,55\text{м}$ .

Затем рассчитываем мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК по формуле (14).

$$N_{\text{ВХК}} = k_N \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (14)$$

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

Данные по потерям расхода представлены в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Потери расхода

	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср.год.
90%	2,3	2,9	1,4	1,5	224	860	224	126	140	101	35,7	14,8	144
Q(%) исп.	0	0	0	0	1	4	1	1	1	1	0	0	
Q(%) льд-е	1	1	0	-4	-7	0	0	0	0	0	3	3	
Q(%) фил.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
$\Sigma$ потерь	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

Данные по требованиям водохозяйственного пользования представлены в таблице 2.11.

Таблица 2.11 - Требования водохозяйственного пользования

	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср.год.
90%	2,3	2,9	1,4	1,5	224	860	224	126	140	101	35,7	14,8	144
Qвхк	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96

Данные для выбора первого варианта гарантированной мощности представлены в таблице 2.12.

Таблица 2.12 – Выбор первого варианта гарантированной мощности

90%	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср.г.
Q бытовое	2,3	2,9	1,4	1,5	224	860	224	126	140	101	35,7	14,8	144
Сум. потери	2	2	1	-3	-2	5	2	2	2	2	4	4	
Q полез	0,3	0,9	0,4	5	226	855	222	124	138	99	32	11	
Z вб	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	
Z нб	411	411	411	411	420	438	420	417	417	416	413	412	
H	53	53	53	53	44	26	44	48	47	49	52	53	
N быт	0,14	0,4	0,2	2	88	199	86	52	58	43	14	5	

Данные по режиму работы по ВХК представлены в таблице 2.13.

**Таблица 2.13 – Режим работы по ВХК**

	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср.г.
Q вхк	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96
Z вб	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	
Z нб	415	415	415	415	415	415	415	415	415	415	415	415	
H	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	
N вхк	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	501

Данные для сравнения режимов работы ГЭС представлены в таблице 2.14.

**Таблица 2.14 – Сравнение режимов работы ГЭС**

	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср.год.
90%	2,3	2,9	1,4	1,5	224	860	224	126	140	101	35,7	14,8	144
N быт	0,14	0,4	0,2	2	89	199	86	52	58	43	14	5	
N вхк	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	
Дельта	-42	-42	42	-40	47	157	45	11	16	1	-28	-37	48

11 месяц – месяц начала сработки водохранилища.

Данные для построения годового графика мощностей приведены в таблице 2.15.

**Таблица 2.15 - Данные для построения баланса энергии**

t, мес.	Pср, МВт	Nсущ. гэс, МВт	Nбыт, МВт	Nвхк, МВт
1	2419	823	0,14	42
2	2294	760	0,4	42
3	2078	686	0,2	42
4	1829	617	2	42
5	1613	583	89	42
6	1489	548	199	42
7	1488	548	86	42
8	1612	583	52	42
9	1828	617	58	42
10	2077	686	43	42
11	2293	765	14	42
12	2418	823	5	42

Графическое изображение баланса энергии представлено на плакате «Использование водной энергии».

## 2.7 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году

Целью водно-энергетического расчета режима работы ГЭС в маловодном году является:

- определение гарантированной мощности, проектируемой ГЭС;
- отметки  $\nabla$ УМО;
- полезный объем водохранилища.

Расчет начинаем с момента времени, для которого известен уровень воды в водохранилище, а именно после окончания весеннего половодья, когда водохранилище заполнено и, следовательно, уровень воды в нем равен  $\nabla$ НПУ = 465 м. Месяцем, в который начинается сработка водохранилища принимается первый после половодья, в котором мощность ВХК превышает мощность проектируемой ГЭС по водотоку, в рассматриваемом случае это ноябрь.

Регулирование мощности осуществляется регулированием расхода ГЭС. Уровни верхнего и нижнего бьефа определяются с помощью кривых связей.

Для правильного расчета мы должны соблюдать три условия:

- 1)  $Q_{\text{НБ}} \geq Q_{\text{ВХК}}$ ,
- 2)  $Z_{\text{ВБнач}} = Z_{\text{ВБкон}}$ .

В данном расчете условие  $Z_{\text{ВБнач}} = Z_{\text{ВБкон}}$  не соблюдается. Это значит что мы должны повышать  $N_{\text{Гар}}$ .

После повышения  $N_{\text{Гар}}$  мы получим верный расчет, так как все три условия выполняются.

Таблицы сработки-наполнения водохранилища в маловодный год приведены в приложении А, таблица А.1, таблица А.2.

Проведя ВЭР режима ГЭС в маловодный год получили отметку  $\nabla$ УМО = 444,22 м и рассчитали полезный объем водохранилища который составил  $V_{\text{полезн}} = 2,54 \text{ км}^3$ . Также из условий маловодного года определили гарантированную мощность проектируемой Гилюйской ГЭС:  $N_{\text{Гар}}=100 \text{ МВт}$ .

## 2.8 Определение установленной мощности проектируемой ГЭС

На интегральной кривой нагрузки определяется место работы существующих электростанций: Зейской ГЭС, Бурейской ГЭС и проектируемой Гилюйской ГЭС. Проектируемая станция вписывается в график суточных нагрузок.

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв энергосистемы равен 2% от  $P_t^{\max}$  аварийный резерв составляет 8% от  $P_t^{\max}$ . Нагрузочный резерв расположен на существующей ГЭС, на проектируемый ГЭС, на существующих ТЭЦ. Автоматический будет размещен на ТЭС. Установленную мощность ГЭС представим в виде суммы:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{раб.}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{рез}}^{\text{ГЭС}} = 183 \text{ МВт} \quad (15)$$

Установленная мощность проектируемой ГЭС равна:  $N_{\text{уст.ГЭС}}=183 \text{ МВт}$ .

## 2.9 Баланс мощности

Данные для построения баланса мощности представлены в таблице 2.16.

Таблица 2.16 - Баланс мощности энергосистемы

Месяц	Система			Сущ. ГЭС		Проектируемая ГЭС		ТЭС		
	P сист.макс.	N н.р.	N а.р.	Нраб.	N н.р.	Нраб.max	N н.р.	Нраб.max	N а.р	N рем.
I	2606	52	208	825	39	169	14	1612	208	
II	2482	50	199	748	38	125	12	1609	199	
III	2268	45	181	686	34	115	11	1468	181	
IV	2021	40	162	617	30	134	10	1270	162	
V	1807	36	145	583	27	134	9	1090	145	67
VI	1683	34	135	548	25	88	8	1047	135	67
VII	1683	34	135	548	25	102	8	1033	135	67
VIII	1806	36	144	583	27	122	9	1102	144	67
IX	2020	40	162	617	30	122	10	1281	162	
X	2267	45	181	686	34	122	11	1459	181	
XI	2481	50	198	748	37	125	12	1608	198	
XII	2605	52	208	825	39	169	14	1611	208	

Баланс мощности энергосистемы представлен на плакате «Использование водной энергии».

## 2.10 Водно-энергетические расчеты работы ГЭС в средневодном году

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

Были рассмотрены режимы наполнения водохранилища по мощностям в период наполнения в маловодном году (Приложение А, таблица А2)

По данным режимам была рассчитана выработка ГЭС за период от начала наполнения до начала сработки.

График сработки и заполнения водохранилища проектируемой ГЭС в средневодном и маловодном годах представлен на плакате «Использование водной энергии».

Таблица сработки-наполнения водохранилища в средневодный год приведена в приложении А, таблица А.3

### 3 Основное и вспомогательное оборудование

#### 3.1 Построение режимного поля

Необходимо определить область допустимой работы проектируемой ГЭС, для этого строится режимное поле с указанием линий ограничений для различных режимов. Расчет режимного поля сведен в таблицу 3.1, графически оно представлено на рисунке 3.1

Определим ограничения работы турбин:

1) Ограничение по расчетной установленной мощности найдено по формуле (16).

$$N_{уст,расч} = k_N \cdot H_{ГЭС} \cdot Q_{ГЭС}, \quad (16)$$

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

2) Ограничение по пропускной способности ГЭС определяется по формуле (17).

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГЭС}^{max} \cdot \sqrt{\frac{H_{ГЭС}}{H_{расч}^N}}, \quad (17)$$

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

3) Ограничение по минимальному расходу  $Q_{min}=Q_{вхк}=96\text{ м}^3/\text{с}$ .

Таблица 3.1 – Расчет режимного поля

Кривые связи НБ		Напорные характеристики			Линии ограничения по расчету установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
Qнб, $\text{м}^3/\text{с}$	Zнб, м	Hнпу, м	Hумо, м	Hzb61, м	H, м	Q, $\text{м}^3/\text{с}$	H, м	Q, $\text{м}^3/\text{с}$
0	411,00	53,45	32,67	46,77	52,00	397,7	43,45	476,0
100	411,95	52,50	31,72	45,82	51,05	405,1	41,50	465,2
200	412,72	51,73	30,95	45,05	50,10	412,8	39,55	454,1
300	413,35	51,10	30,32	44,42	49,15	420,8	37,60	442,8
400	413,89	50,56	29,78	43,88	48,20	429,1	35,65	431,2
500	414,35	50,10	29,32	43,42	47,25	437,7	33,70	419,2
600	414,76	49,69	28,91	43,01	46,30	446,7	31,75	406,9
700	415,14	49,31	28,53	42,63	45,35	456,0	29,80	394,2
800	415,50	48,95	28,17	42,27	44,40	465,8	27,85	381,1
900	415,84	48,61	27,83	41,93	43,45	476,0	25,90	367,5

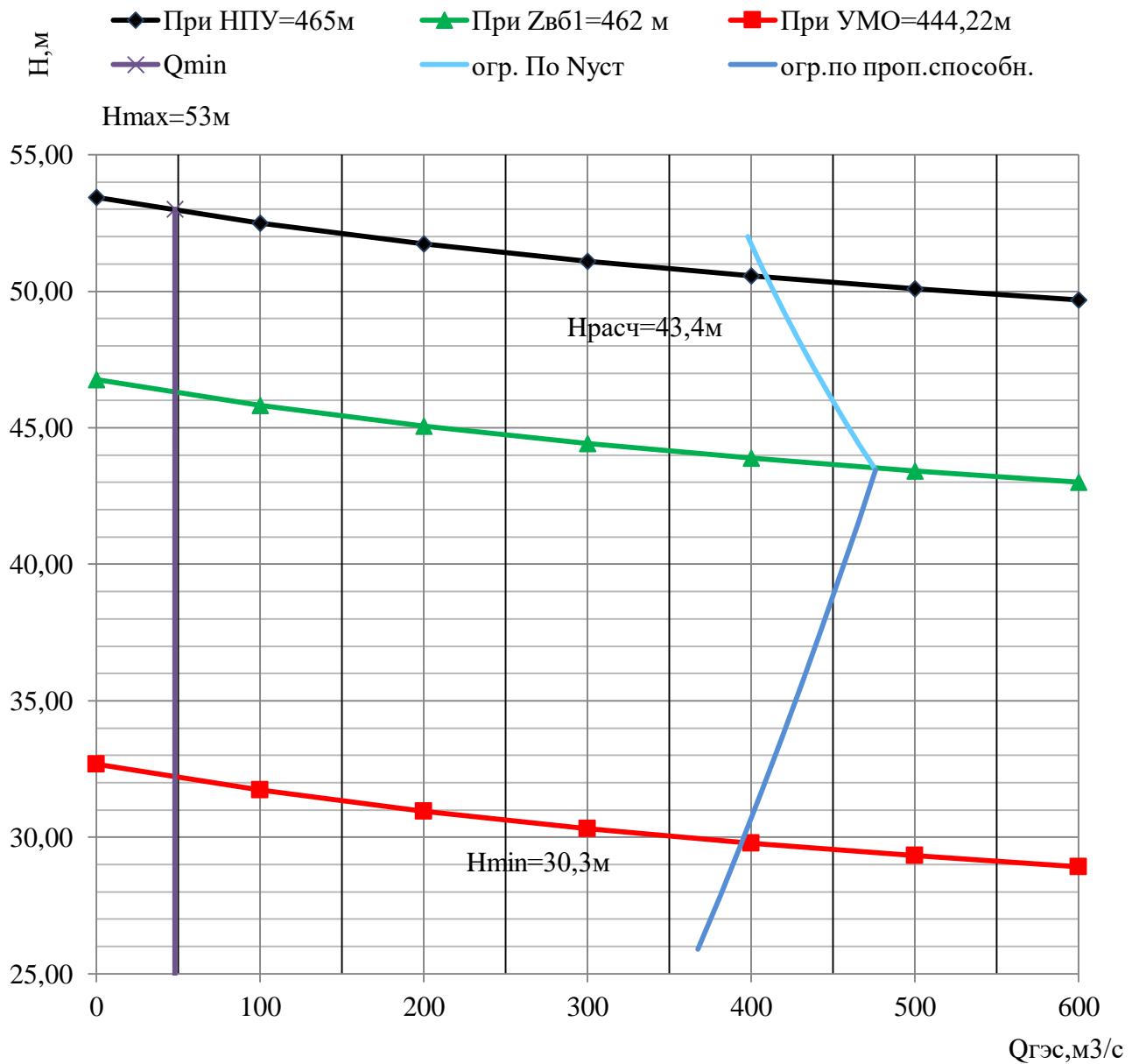


Рисунок 3.1 – Режимное поле

Из построенного режимного поля определяем:

- максимальный напор  $H_{max} = 53$  м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу  $Q_{min}=Q_{сан.попуск.}=48 м^3/с$ ;

- расчётный напор  $H_{расч} = 43,4$  м. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;

- минимальный напор  $H_{min} = 30,3$  м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС.

### 3.2 Выбор системы и количества гидроагрегатов

Выбор оборудования с использованием ГУХ состоит в том, чтобы для каждого рассматриваемого типа турбин, подобрать такие варианты диаметра D<sub>1</sub> рабочего колеса и синхронной частоты вращения  $n_{\text{сих}}$ , при которых в области допустимых режимов по напору и расходу воды, проектируемая ГЭС будет работать с наибольшим КПД при минимальном заглублении рабочего колеса.

Произведен подбор вариантов турбин, основываясь на полученном из режимного поля диапазоне напоров. Были выбраны следующие гидротурбины ПЛ60-В ПЛД60-В60. Параметры моделей этих гидротурбин представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 - Параметры моделей турбин

Параметр	ПЛ60-В	ПЛД60-В60
H <sub>пред</sub> , м	60	60
H <sub>min</sub> /H <sub>max</sub>	0,56	0,56
n' <sub>Iopt</sub> , об/м	116	111
Q' <sub>Iopt</sub> , л/с	1080	1130
$\eta_m$ opt	0,884	0,891
Q <sub>I</sub> max, л/с	1560	1580
D' <sub>1 m</sub> , м	0,46	0,46
H <sub>mod</sub> , м	12	12
t <sub>mod</sub> , °C	20	20

Расчеты для нескольких диаметров турбин ПЛ60-В и ПЛД60-В60 представлены в таблицах 3.3 и 3.4 соответственно.

Таблица 3.3. - Параметры гидротурбины ПЛ60-В

D <sub>1,м</sub>	3,15	4	4,5	4,75	5	5,6
$\eta_t$	0,917	0,919	0,920	0,921	0,921	0,922
N <sub>a</sub> *МВт	38	62	78	87	97	122
Z <sub>a</sub> *,шт	4,76	2,95	2,32	2,09	1,88	1,50
Z <sub>a</sub> ,шт	6	3	3	3	2	2
N <sub>a</sub> , МВт	30	60,7	60,7	60,7	91	91
n <sub>c</sub> *,об/мин	247,03	194,8	173,27	164,20	156,03	139,40
n <sub>c</sub> ,об/мин	250	200	187,5	166,7	157,8	150
n <sub>max</sub> *,об/мин	140,5	142,53	150,23	140,94	140,40	149,39
n <sub>p</sub> ,об/мин	117,4	119,09	125,53	117,77	117,31	124,82
n <sub>min</sub> *,об/мин	106,23	107,77	113,59	106,57	106,16	112,95
(Q' <sub>I</sub> · $\eta_m$ ) <sub>hp</sub>	1,14	1,41	1,11	1,00	1,35	1,08
(Q' <sub>I</sub> · $\eta_m$ ) <sub>hmax</sub>	0,841	1,043	0,824	0,739	1,00	0,798

Таблица 3.4 – Параметры гидротурбины ПЛД60-В60

D <sub>1,м</sub>	3,55	4	4,5	5	5,3	5,6
$\eta_t$	0,923	0,924	0,925	0,926	0,927	0,927
N <sub>a</sub> *МВт	49	63	80	98	111	124

Окончание таблицы 3.4

$D_{1,M}$	3,55	4	4,5	5	5,3	5,6
$Z_a^*, \text{шт}$	3,68	2,89	2,28	1,85	1,64	1,47
$Z_a, \text{шт}$	4	3	3	2	2	2
$N_a, \text{МВт}$	46	61	61	91	91	91
$n_c^*, \text{об/мин}$	1,036	1,037	1,038	1,039	1,040	1,041
$n_c, \text{об/мин}$	209,63	186,16	165,58	149,10	140,70	133,20
$n_{\max}^*, \text{об/мин}$	214,3	187,5	166,7	150	150	136,4
$n_p, \text{об/мин}$	135,81	133,8	133,74	133,64	141,62	136,03
$n_{\min}, \text{об/мин}$	113,47	111,80	111,75	111,67	118,33	113,66
$(Q'_I \cdot \eta_M) N_p$	102,68	101,17	101,12	101,05	107,08	102,86
$(Q'_I \cdot \eta_M) H_{\max}$	1,341	1,056	1,113	1,352	1,203	1,078

Зоны работы соответствующих гидротурбин на главной универсальной характеристике (ГУХ) представлены в приложении Б на рисунках Б.1 –Б.2.

Выбор подходящего типа гидротурбин произведен исходя из условия, что турбина должна работать с наибольшим КПД в диапазоне напоров от максимального до расчётного. Так в дальнейшем будет рассмотрена турбина ПЛ60-В, диаметром 4,75 м, поскольку у неё оптимальная рабочая зона, то есть рабочая точка находится ближе к точке оптимума.

### 3.3 Выбор отметки расположения рабочего колеса гидротурбины

Отметка расположения РК гидротурбины для обеспечения её бескавитационной работы определяется по формуле (18).

$$\nabla Z_{p.k.} = Z_{h6}(Q_{h6}) + H_s, \quad (18)$$

где  $Z_{h6}(Q_{h6})$  - отметка уровня воды в НБ при расходе, соответствующим расчетному значению высоты отсасывания.

Расчетное значение высоты отсасывания  $H_s$  определяется наиболее неблагоприятным с точки зрения кавитации режимом работы гидротурбинного оборудования. Анализ кавитационной характеристики показывает, что наиболее опасными с точки зрения кавитации, т.е. требующими наибольшего заглубления являются, как правило, три режима работы турбины на ГЭС:

- 1) Работа одного агрегата с  $N_p$  при  $H_p$ ;
  - 2) Работа одного агрегата с  $N_p$  и  $H_p$ ;
  - 3) Работа одного агрегата на линии ограничения по турбине с  $N_p$  и  $H_{\min}$ .
- Высота отсасывания находится по формуле (19).

$$H_s = B - \frac{Z_{h6}(Q_{h6})}{900} - \sigma * H - \Delta H_s + \Delta Z_{x.pl}, \quad (19)$$

где  $B = 10,33$  м вод. ст. – барометрическое давление;

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

$\sigma$  - коэффициент кавитации, определяемый по главной универсальной характеристике для расчетных условий;

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

$\Delta Z_{x,\text{пл.}}$  – разность высотных отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин.

При максимальном напоре:

$$H_s = 10,33 - \frac{411,9}{900} - (0,25 \cdot 53) - 1,5 = -4,87 \text{ м.}$$

При расчетном напоре:

$$H_s = 10,33 - \frac{412,07}{900} - (0,32 \cdot 43,4) - 1,5 = -5,51 \text{ м.}$$

При минимальном напоре:

$$H_s = 10,33 - \frac{411,8}{900} - (0,25 \cdot 30,3) - 1,5 = 0,79 \text{ м.}$$

Далее рассчитываем отметки установки рабочего колеса при каждой из вычисленных высот отсасывания:

$$Z_{\text{РК}}(H_{\min}) = Z_{\text{нб}}(Q(H_{\min})) + H_s(H_{\min}); \quad (20)$$

$$Z_{\text{РК}}(H_{\text{расч}}) = Z_{\text{нб}}(Q(H_{\text{расч}})) + H_s(H_{\text{расч}}); \quad (21)$$

$$Z_{\text{РК}}(H_{\max}) = Z_{\text{нб}}(Q(H_{\max})) + H_s(H_{\max}). \quad (22)$$

При расходе  $Q_{\max} = 134,7 \text{ м}^3/\text{с}$  уровень нижнего бьефа составит 411,9 м.

При расходе  $Q_{\min} = 119,8 \text{ м}^3/\text{с}$  уровень нижнего бьефа составит 411,8 м.

При расходе  $Q_p = 163,5 \text{ м}^3/\text{с}$  уровень нижнего бьефа составит 412,07 м.

$$Z_{\text{РК1}} = 411,9 - 4,87 = 407,02 \text{ м};$$

$$Z_{\text{РК2}} = 411,8 - 0,79 = 411,01 \text{ м};$$

$$Z_{\text{РК3}} = 412,07 - 5,51 = 406,55 \text{ м.}$$

Из полученных значений принимаем минимальную отметку установки рабочего колеса  $Z_{PK3} = 406,55$ .

### 3.4 Выбор типа серийного гидрогенератора

Для выбора гидрогенератора необходимо знать следующие данные: частота вращения, мощность агрегата и число пар полюсов.

Число пар полюсов:

$$p = \frac{60 \cdot f}{n} = \frac{60 \cdot 50}{166,7} = 18, \quad (23)$$

где  $f$  – частота сети, в ОЭС России частота сети равна 50 Гц;

$n$  – частота вращения агрегата.

По каталогу выбираем гидрогенератор СВ-780/137-36.

### 3.5. Расчет вала на прочность

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

$$D_B^* \geq \left( 5,1 * \frac{M_{kp}}{[\tau_{dop}]} \right)^{0,33}, \quad (24)$$

где  $[\tau_{dop}] = 30 - 35$  МПа.

$$M_{kp} = \frac{0,00974 \cdot N}{n_{cinh}} = \frac{0,00974 \cdot 60700}{166,7} = 3,55 \text{ МПа}; \quad (25)$$

$$D_B^* \geq \left( 5,1 * \frac{M_{kp}}{[\tau_{dop}]} \right)^{0,33} = \left( 5,1 * \frac{3,55}{35} \right)^{0,33} = 0,804 \text{ м} = 804 \text{ мм}. \quad (26)$$

Полученное значение диаметра округляется до стандартизированного (кратное 50 мм при  $D_B$  менее 1000 мм и кратное 100 мм при  $D \geq 1000$  мм). Принимается  $D_B = 850$  мм.

### **3.6. Выбор маслонапорной установки и электрогидравлического регулятора**

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

По номограмме определяется тип маслонапорной установки для напора 53 м и  $D_1 = 4,75$  м: МНУ 6,3/1-40-8-2,  
где 6,3 - объем гидроаккумулятора;

1 - количество гидроаккумуляторов;

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

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

2 - количество насосов.

Турбина поворотно-лопастная , поэтому был выбран ЭГРК-100-4,  
где ЭГР - электрогидравлический регулятор;

К – комбинатор;

100 - диаметр главного золотника;

4 - гидромеханическая колонка 4-го исполнения.

## 4 Электрическая часть

### 4.1 Выбор главной схемы электрических соединений и схемы собственных нужд

Выбор главной схемы электрических соединений является одним из самых ответственных этапов проектирования электрических станций, так как от этого зависит надежность работы электроустановок, ее экономичность, оперативная гибкость, удобство эксплуатации, безопасность обслуживания и возможность дальнейшего расширения.

В энергосистеме Амурской области присутствуют в основном подстанции 220 кВ, 110 кВ. По карте – схеме размещения линий электропередачи подстанций было определено, что ближайшей является ПС «Тында» 220 кВ с расстоянием 40 км.

Структурная схема Гилуйской ГЭС представлена на рисунке 4.1.

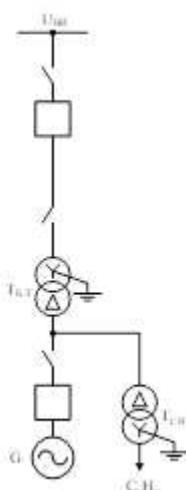


Рисунок 4.1 – Структурная схема ГЭС с одиночным блоком

### 4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

#### 4.2.1 Выбор синхронных генераторов

По исходным данным выбирается синхронный генератор СВ 780/137-36 производства ПАО Научно-производственное объединение «ЭЛСИБ». Паспортные данные генератора СВ 780/137-36 представлены в таблице 4.1.

Таблица .4.1 – Паспортные данные генератора СВ 780/137-36

Номинальная мощность, МВ·А		U <sub>Г ном</sub> , кВ	cos φ <sub>Г,о.е.</sub>	η	Индуктивные сопротивления		
S <sub>Г ном</sub>	P <sub>Г ном</sub>				x'' <sub>d</sub>	x' <sub>d</sub>	x <sub>d</sub>
74,12	63	10,5	0,85	97,95	0,17	0,26	0,88

## 4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов

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

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

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\Gamma \text{ ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi_{\Gamma}} = \frac{63 - 63 \cdot 0,01}{0,85} = 73,3 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (27)$$

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

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираем трансформатор ТДЦ-80000/220. Каталожные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ-80000/220

$S_{\text{ном}}$ , МВА	$U_H$ , кВ		$U_k$ , %	$\Delta P_k$ , кВт	$\Delta P_{xx}$ , кВт	$I_x$ , %
	$U_{BH}$	$U_{HH}$				
80	242	10,5	11	320	105	0,6

## 4.2.3 Выбор трансформаторов собственных нужд

Доля мощности, потребляемой на собственные нужды станции, составляет (1-2) % от  $S_{\Gamma \text{ ном}}$ :

$$S_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot \frac{P_{\Gamma \text{ ном}}}{\cos \varphi_{\Gamma}}. \quad (28)$$

$$S_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot \frac{182}{0,85} = 2141 \text{ кВ} \cdot \text{А.}$$

По каталогу ООО «СвердловЭлектроЩит» выбираются 3 трансформатора ТСЗГЛ-1000/10/0,4, стоимостью каждый 1589 тыс. руб. Каталожные данные приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Каталожные данные трансформатора ТСЗГЛ-1000/10/0,4

$S_{\text{ном}}$ , МВ·А	$U_H$ , кВ		$U_k$ , %
	$U_{BH}$	$U_{HH}$	
1	10,5	0,4	6

### 4.3 Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения и марки проводов воздушных линий

Суммарная мощность, выдаваемая в систему:

$$S_{\text{сн}} = \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos\varphi} = \frac{182 - 1,82}{0,85} = 212 \text{ МВ} \cdot \text{А.} \quad (28)$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 220 кВ:

$$P_{\text{нат.}} = 135 \text{ МВт}; \quad K = 1,2; \quad \cos\varphi_c = 0,85;$$

где  $K$  – коэффициент приведения натуральной мощности ЛЭП, при номинальном напряжении;

$P_{\text{нат}}$  – натуральная мощность ВЛ для номинального напряжения 220 кВ.

Число отходящих линий 220 кВ:

$$n_L = \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{с.н.}}}{(K \cdot P_{\text{нат.}} / \cos\varphi_c)} + 1 = \frac{182 - 1,82}{(1,2 \cdot 135 / 0,85)} + 1 = 1,94. \quad (29)$$

Принимается число ВЛ 220 кВ равным  $n_L = 2$ .

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_L \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{\frac{182}{0,85} - \frac{1,82}{0,85}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = \frac{211,9}{761,2} = 0,28 \text{ кА.} \quad (30)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_T \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}} = 1,0 \cdot 1,05 \cdot 0,28 = 0,294 \text{ кА,} \quad (31)$$

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

$\alpha_T = 1,0$  – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации.

По величине расчётного тока для линии напряжением  $U=220\text{kV}$  выбираем провод марки АС – 300/48.

Допустимый продолжительный ток  $I_{\text{доп}} = 0,69 \text{ кА.}$

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{211,9}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,55 \text{ кА.} \quad (32)$$

$I_{\text{доп}} > I_{\text{п.ав}}$ ,  $0,69 \text{ кА} > 0,55 \text{ кА}$  следовательно, выбранный провод удовлетворяет условию нагрева.

Суммарное сечение ( $F$ ) проводов фазы проектируемой ВЛ

$$F = \frac{I_{\text{расч}}}{j} = \frac{0,294}{1,1} = 0,27 \text{ мм}^2 \quad (33)$$

где  $I_{\text{расч}}$  – расчетный ток, А;  $j$  – нормированная плотность тока, А / мм<sup>2</sup>.

Параметры провода АС–300/48 приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Параметры провода марки АС–300/48

Число проводов в фазе	$r_0$ Ом/км	$x_0$ Ом/км	$b_0$ См/км
8	0,0123	0,266	$4,433 \cdot 10^{-6}$

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

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_{\Gamma} = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}} = 0,17 \cdot \frac{10,5^2}{74,12} = 0,25 \text{ Ом.} \quad (34)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{\Gamma} = E_*'' \cdot U_6 = 1,13 \cdot 10,5 = 11,865 \text{ кВ.} \quad (35)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_T = \frac{U_K \% \cdot U_{\text{ном}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном}}} = \frac{11 \cdot 242^2}{100 \cdot 80} = 80,52 \text{ Ом.} \quad (36)$$

Система:

$$x_C = \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{кз}}} = \frac{230^2}{150} = 352,66 \text{ Ом.} \quad (37)$$

Линии связи 220 кВ с энергосистемой:

$$x_L = x_{0,yd} \cdot l = 0,266 \cdot 40 = 10,6 \text{ Ом.} \quad (38)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_C = E_{*C} \cdot U_{61} = 1,0 \cdot 230 = 230 \text{ кВ.} \quad (39)$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_T = \frac{U_{HH}}{U_{BH}} = \frac{10,5}{242} = 0,043. \quad (40)$$

Определим активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

$$r_g = \frac{x_{*\Gamma}}{T_{a,\Gamma} \cdot \omega} = \frac{0,25}{0,045 \cdot 314} = 0,017 \text{ Ом.} \quad (41)$$

$$r_c = \frac{x_C}{T_{a,C} \cdot \omega} = \frac{352,66}{0,035 \cdot 314} = 32,09 \text{ Ом.} \quad (42)$$

$$r_L = r_{0,yd} \cdot l = 0,0123 \cdot 40 = 0,492 \text{ Ом.} \quad (43)$$

$$r_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_6^2}{S_{\text{ном}}^2} = \frac{0,265 \cdot 242^2}{80^2} = 2,42 \text{ Ом.} \quad (44)$$

#### **4.5 Внесение исходных данных в программный комплекс и расчет токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin»**

На рисунке 4.2 представлены исходные данные по узлам. На рисунке 4.3 представлены исходные данные по ветвям. На рисунке 4.4 представлены исходные данные по генераторам. Все исходные данные из таблиц программы «RastrWin», необходимые для расчета.



$$I_{\text{раб, макс}} = 1,05 \cdot 4,08 = 4,284 \text{ кА.}$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{\text{раб, макс(РУВН)}} = \frac{S_{\text{г,ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{т,ном}}} = \frac{74,12}{\sqrt{3} \cdot 242} = 0,177 \text{ кА.} \quad (46)$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 220кВ:

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}}) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{211,9}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,28 \text{ кА.} \quad (47)$$

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

$$I_{\text{раб,утж}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{211,9}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,55 \text{ кА.} \quad (48)$$

#### 4.7 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ

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

При выборе выключателей и разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.с.}}$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб,макс}} .$$

$$B_{\text{k,норм}} \geq B_{\text{k,расч.}}$$

Используя каталог производителя ОАО ВО «Электроаппарат» для генераторного напряжения выбираем элегазовый выключатель МГГ-10 и разъединитель РВР-10/5000 УХЛ2. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель МГГ-10	Разъединитель РВР-10/5000 УХЛ2
$U_{\text{сети ном}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{Г.раб}} = 4284 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 5000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 5000 \text{ А}$
$I_{n0} = 27,39 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 45 \text{ кА}$	$i_{\text{эл.ст}} = 125 \text{ кА}$
$i_y = 42,6 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 120 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 50 \text{ кА}$
	$I_{\text{ном.откл}} = 45 \text{ кА}$	$t_{\text{откл}} = 3 \text{ с.}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{n0}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{pz}}) =$ $= 27,39^2 \cdot (0,12 + 0,01) =$ $= 97,5 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 45^2 \cdot 3 = 1013 \text{ kA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 160^2 \cdot 3 = 46875 \text{ kA}^2 \cdot \text{с}$

Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов, представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – 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-M3	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). АС-М3 предназначен для эксплуатации в атмосфере, соответствующей группе II по ГОСТ 15150.

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 выше 0,4 кВ производится через измерительный трансформатор напряжения.

#### **4.8 Выбор трансформаторов тока и напряжения**

Выбирается трансформатор тока ТШЛ-10-1. Производитель ОАО «Свердловский завод». Проверка трансформатора тока ТШЛ-10-1 представлена в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Проверка трансформатора тока ТШЛ-10-1

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\Gamma,\text{раб}} = 4284 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 5000 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОЛ-10. Производитель ОАО «Свердловский завод». Параметры трансформатора напряжения ЗНОЛ-10 представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Выбор и проверка трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$

Для защиты трансформатора от перенапряжений цепи 10,5 кВ устанавливаем со стороны низшего напряжения ОПН – 10 УХЛ1 фирмы ОАО «Разряд».

#### **4.9 Выбор параметров ОРУ**

##### **4.9.1 Выбор выключателей и разъединителей**

Используя каталог производителя ЗАО «Энергомаш» и ЗАО «ЗЭТО» выбираем элегазовый баковый выключатель ВЭБ-220 и разъединитель РГ-220/1000 УХЛ1. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.10. Приборы, устанавливаемые в цепи высшего напряжения 220 кВ на отходящих линиях представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.10 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВЭБ-220	Разъединитель РГ-220/1000 УХЛ1
$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 280 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{n0} = 6,27 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 50 \text{ кА}$	–
$i_y = 9,75 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 80 \text{ кА}$
	$I_{\text{ном.откл}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 31,5 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{n0}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{пз}}) =$ $= 6,27^2 \cdot (0,03 + 0,01) =$ $= 1,57 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 80^2 \cdot 3 = 19200 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 4.11 – Приборы, устанавливаемые в цепи высшего напряжения 220 кВ на отходящих линиях

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

#### 4.9.2. Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выключатель ВЭБ-220 укомплектован трансформатором тока ТОГФ-220-УХЛ1. Производитель ЗАО «ЗЭТО». Проверка трансформатора тока ТОГФ-220-УХЛ1 представлена в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Проверка трансформатора тока

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб max}} = 317,7 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОГ-220. Производитель ЗАО «ЗЭТО». Параметры трансформатора напряжения ЗНОГ-220 представлены в таблице 4.13.

Таблица 4.13 – Выбор трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$

В ОРУ 220кВ устанавливаем со стороны высшего напряжения ОПН-П-220 УХЛ1, фирмы ЗАО «ЗЭТО».

## **5 Релейная защита и автоматика**

### **5.1 Перечень защит основного оборудования**

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

На главном генераторе ГГ СВ 780/137-36:

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

На силовом трансформаторе блока ТДЦ-80000/220:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности);
- Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 220 кВ;
- Контроль изоляции высоковольтных вводов (КИВ-220)
- Резервная максимальная токовая защита;
- Защита от замыканий на землю на стороне 10,5 кВ трансформатора блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока;

На трансформаторе СН ГЭС:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий
- Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению

- Защита от перегрузки
- Реле тока охлаждения

На линиях электропередачи 220 кВ:

- Основные защиты:

- дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.

- Резервные защиты:

- 5-ти ступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;
- токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;

- 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);
- для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220 кВ предусматривается УРОВ 220 кВ.

## 5.2 Расчёт номинальных токов

Для дальнейшего расчёта необходимо выполнить расчет номинальных токов на генераторном напряжении.

На генераторном напряжении:

$$I_{\text{нг}}^{(1)} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{74120}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 4077 \text{ А.} \quad (49)$$

Номинальный ток генераторного напряжения приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{нг}}^{(2)} = \frac{I_{\text{нг}}^{(1)} \cdot K_{\text{сx}}}{K_{\text{тт}}} = \frac{4077 \cdot 1}{5000/5} = 4,077 \text{ А.} \quad (50)$$

Для схемы возбуждения с ВГ:

Мощность генератора возбуждения:

$$S_{\text{ном,ВГ1}} = \frac{I_{\text{ном,рот}}}{1,2255} \cdot U_{\text{ном,рот}} = \frac{1010}{1,2255} \cdot 132 = 110 \text{ кВ.} \quad (51)$$

Принимаем генератор возбуждения мощностью 110 кВА.

Выполним пересчёт тока генератора возбуждения:

$$I_{\text{ном,2}} = \frac{S_{\text{ном,ВГ1}}}{U_{\text{ном,рот}}} = \frac{110}{132} = 833 \text{ А.} \quad (52)$$

$$I_{\text{ном,рот2}} = \frac{I_{\text{ном,2}}}{K_{\text{тт}}} = \frac{833}{1000/5} = 4,17 \text{ А.} \quad (53)$$

## 5.3 Описание защит и расчет их уставок

### 5.3.1 Продольная дифференциальная защита генератора ( $I\Delta G$ )

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

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

Номинальный ток генератора:  $I_{HOM} = 4077$  А.

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

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

$$I_{HB(H)} = K_{ODN} \cdot f_i \cdot I_H = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_H = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 4077 = 203,85 \text{ A}, \quad (54)$$

где  $K_{ODN} = 0,5$  - коэффициент однотипности трансформаторов тока;

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

Уставка выбирается из условия:

$$I_{CP,0} \geq K_H \cdot I_{HB(H)} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_H = 0,1 \cdot I_H, \quad (55)$$

где  $K_H = 2$  - коэффициент надежности.

Принимаем уставку:  $I_{CP,0} = 0,15 \cdot I_H = 0,15 \cdot 4,077 = 0,612$  А.

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{HB(KZ)} = K_{AP} \cdot f_i \cdot K_{ODN} \cdot I_{MAX}, \quad (56)$$

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

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

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

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

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E''_r}{x''_d} \cdot I_H. \quad (57)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,13}{0,17} \cdot 4077 = 2707 \text{ A.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_H}{I_T}, \quad (58)$$

$$K_T > \frac{2707 \cdot 2}{27070},$$

$$K_T > 0,2,$$

где  $K_H = 2$  – коэффициент надежности;

$I_T$  - ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора.

Принимаем уставку  $K_T = 0,3$ .

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

$$I_{\text{HT}} = \frac{I_{\text{*CP}}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (59)$$

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

$$B \geq \frac{I_{\text{*CP}}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (60)$$

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

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

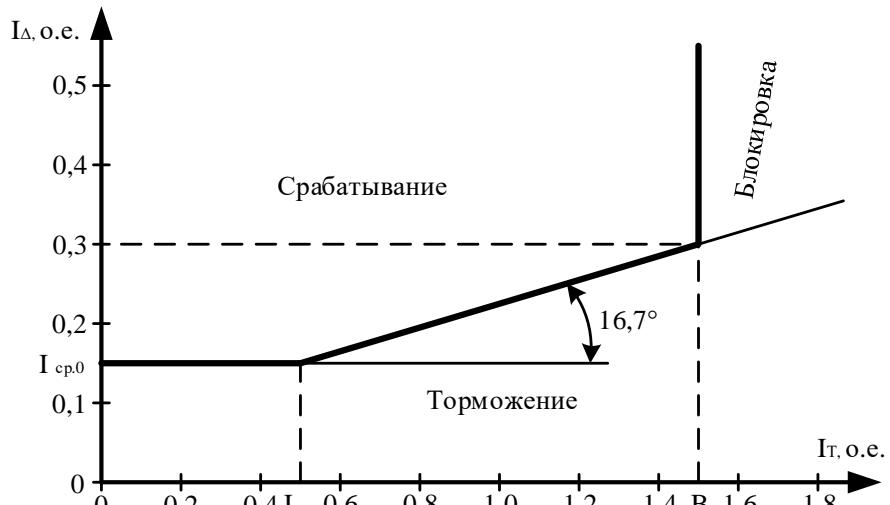


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

### 5.3.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN (UO))

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

Зашита выполнена с помощью двух органов напряжения:

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

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

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

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

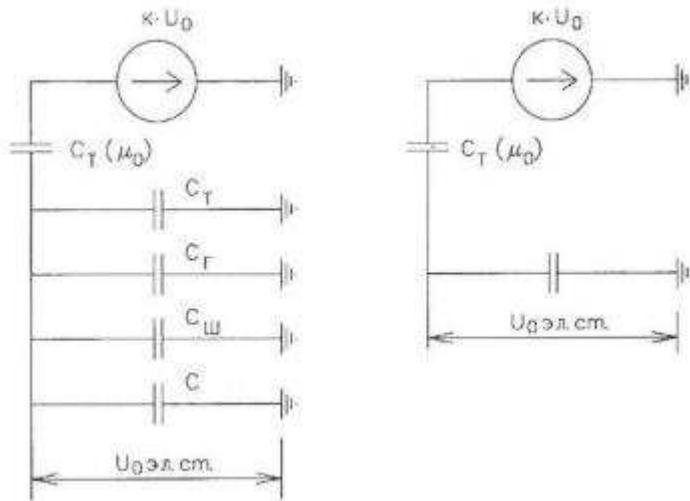


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_{\Gamma} + C_{\text{Ш}} + C_{\text{ВГ}}, \quad (61)$$

где  $C_{\Gamma}$  – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;  
 $C_T$  – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;  
 $C_{\text{Ш}}$  – емкость шинопровода по отношению к земле;  
 $C$  – емкость генераторного выключателя

$$C_{\Sigma} = 0,0073 + 0,7 + 0,008 + 0,25 = 0,965 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$$

$$U_{0 \text{ эл.ст}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}}, \quad (62)$$

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

$C_T(\mu_0)$  – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора,  $C_T(\mu_0)$ ;

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{ном ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{230}{\sqrt{3}} = 44,32 \text{ кВ.} \quad (63)$$

Суммарный емкостной ток сети генераторного напряжения:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{\text{Л}} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 1,73 \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 314 \cdot 0,965 \cdot 10^{-6} = \\ = 5,5 \text{ А.} \quad (64)$$

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканий на стороне 220 кВ:

$$U_0 \text{ эл.ст.} = 0,5 \cdot 44320 \cdot \frac{0,0073}{0,0073 + 0,965} = 166,8 \text{ В.} \quad (65)$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{CP}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{1}{n_{\text{TH}}} \cdot U_0 \text{ эл.ст.}, \quad (66)$$

$$U_{\text{CP}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{1 \cdot 166,8}{\frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,1/3}},$$

$$U_{\text{CP}} \geq 1,45,$$

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

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

$K_B = 0,95$  – коэффициент возврата.

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

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

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

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

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

$$X = \frac{1}{K_T + 2}. \quad (67)$$

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

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

### **5.3.3 Защита от повышения напряжения (U1>), (U2>)**

1) Уставка защиты U2> выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 10500}{10500/100} = 140 \text{ В.} \quad (68)$$

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

U1> вводится в работу в режиме холостого хода генератора.

Уставка U1> рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 10500}{10500/100} = 120 \text{ В.} \quad (69)$$

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

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

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

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

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

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (70)$$

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

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (71)$$

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

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

Принимаем уставку сигнального органа:  $I_{*2\text{сигн}} = 0,07$ ;  $I_{2\text{сигн}} = 0,07 \cdot I_H$ .

2) Пусковой орган ( $I_{2\text{пуск}}$ ) срабатывает без выдержки времени при увеличении значения  $I_2$  выше уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа. Ток срабатывания пускового органа выбирается по условию обеспечения надежного пуска интегрального органа при  $t_{\text{МАКС}} = 700$  с.

При этом:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{30}{700}} = 0,21. \quad (72)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{пуск}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,21}{1,2} = 0,175, \quad (73)$$

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

$$I_{2\text{пуск}} = 0,175 \cdot I_H = 0,175 \cdot 4077 = 612 \text{ A}. \quad (74)$$

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{30}{0,175^2} \approx 980 \text{ с}$$

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

$$t_{\text{CP}} = \frac{30}{(I_{*2})^2}, \quad (75)$$

$$A_{\text{ИО}} = 30 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{CP}}. \quad (76)$$

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

Таблица 5.1 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

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

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

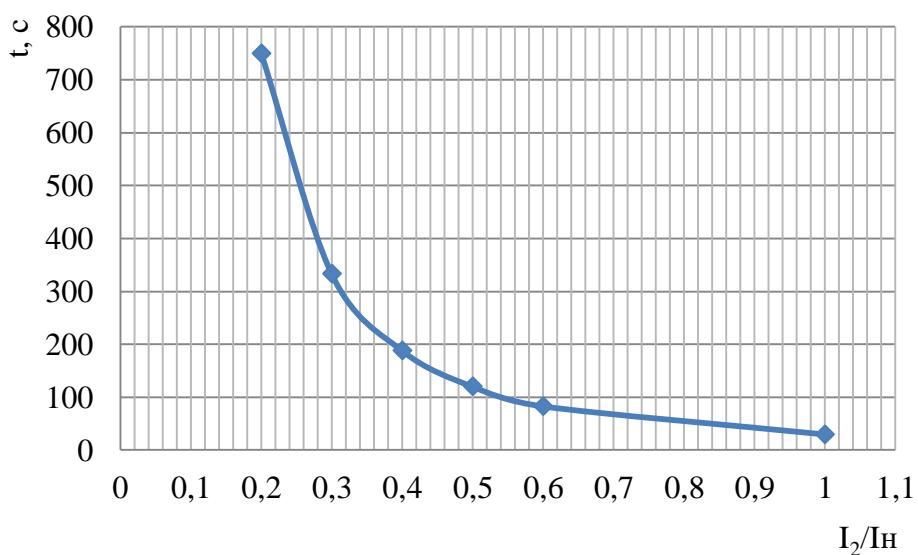


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )

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

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

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

1. Из условия предотвращения перегрева ротора при протекании тока обратной последовательности;

2. Из условия обеспечения чувствительности при двухфазном коротком замыкании на отходящих ВЛ.

3. Из условия согласования по чувствительности и времени действия с защитами ВЛ.

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

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

$$I_{2\text{C.3.}}^* \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^{(2)}}{K_{\text{Ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (X_d''_{\text{вн}} + X_{\text{T}} + X_{\text{Л}})}. \quad (77)$$

$$X_{\text{Л}}^* = X_{\text{Л}} \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 10,6 \cdot \frac{74,12}{230^2} = 0,015. \quad (78)$$

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

$$X_d''_{\text{вн}} = X_d'' \cdot \left(\frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{нн}}}\right)^2 = 0,17 \cdot \left(\frac{230}{10,5}\right)^2 = 82. \quad (79)$$

Сопротивление трансформатора в относительных единицах:

$$X_{\text{T}} = \frac{U_{\text{к%}}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{ном}}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{74,12}{80} = 0,1. \quad (80)$$

При двухфазном коротком замыкании в конце ВЛ 220 кВ:

$$I_{2\text{C.3.}}^* \leq \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (82 + 0,1 + 0,015)} = 0,0047 \text{ о. е.} \quad (81)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2\text{C.3.}} = I_{2\text{C.3.}}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{нн}}} = 0,0047 \cdot 2 \cdot \frac{230}{10,5} = 0,21. \quad (82)$$

По третьему условию: ток срабатывания выбирается исходя из согласования по чувствительности с резервными защитами линии. В связи с

отсутствием необходимых данных принимаем уставку срабатывания по второму условию.

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

### 5.3.5 Защита от симметричных перегрузок (I<sub>1</sub>)

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{сигн}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H = 1,07 \cdot 4,077 = 4,36 \text{ A}, \quad (83)$$

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

$K_B = 0,98$  – коэффициент возврата.

Выдержка времени  $t = 0,9$  с.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{\text{пуск}} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 \cdot I_H = 1,1 \cdot 4,077 = 4,48 \text{ A}. \quad (84)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

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

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

Кратность перегрузки $\frac{I}{I_H}$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность перегрузки (с)	3800	1200	450	340	280	160	80	3	1

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

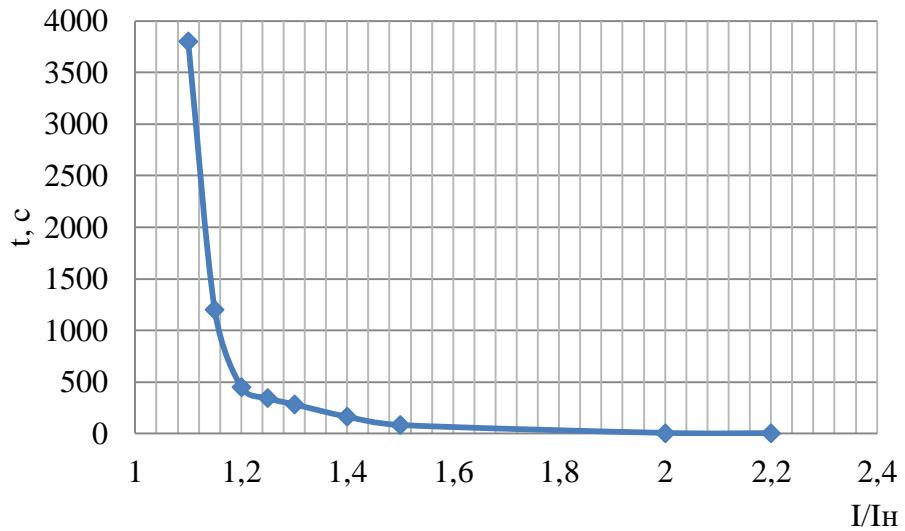


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок ( $I_1$ )

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

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{10TC} = \frac{1,5 \cdot I_{\text{ном}}}{0,98} = 1,53 \cdot I_{\text{ном}} = 1,53 \cdot 4,077 = 6,24 \text{ А.} \quad (85)$$

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

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{ном}}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 105} = 66 \text{ В.} \quad (86)$$

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

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

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

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

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

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

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 220 кВ Гилюйская ГЭС – Тындинская:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1L} = 0,8 \cdot 72,7 + \frac{0,8}{2} \cdot 10,6 = 62,4 \text{ Ом}, \quad (87)$$

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

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

$$Z_T = \frac{0,11 \cdot 230^2}{80} = 72,7 \text{ Ом}.$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ o.e.}} \leq 0,8 \cdot 0,11 \cdot \frac{74,12}{80} + \frac{0,8}{4} \cdot \frac{74,12}{230^2} \cdot 10,6 = 0,08$$

$Z_1$  в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ o.e.}} \cdot Z_6 = 0,08 \cdot 1,49 = 0,12 \text{ Ом}, \quad (88)$$

$$\text{где } Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{\text{НГ}}} = \frac{10,5^2}{74,12} = 1,49.$$

Уставка будет равна:

$$Z_{1C3} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,12 \cdot \frac{\frac{5000}{5}}{\frac{10,5}{0,1}} = 1,14 \text{ Ом.} \quad (89)$$

Принимаем уставку  $Z_1 = 1,14 \text{ Ом.}$

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

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

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

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 4077} = 1,49 \text{ Ом,} \quad (90)$$

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

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

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.Х.}}} - 0,95}{x_d} = \frac{\frac{2 \cdot 4077}{1897} - 0,95}{0,88} = 3,8, \quad (91)$$

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

$x_d$  – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{H}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,29 \text{ о. е.}, \quad (92)$$

$$\cos\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{\cos\varphi_{\text{H}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2,5} = 0,358, \quad (93)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен  $\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = 69^\circ$ .

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}}{K_{\text{H}}} = \frac{0,29}{1,1} = 0,26 \text{ о. е.}, \quad (94)$$

$$Z_{C3II} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_{\text{Б}} = 0,26 \cdot \frac{10,5^2}{74,12} = 0,39 \text{ Ом.} \quad (95)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{C3II} \cdot n_{\text{T}}}{n_{\text{H}}} = \frac{0,39 \cdot 5000/5}{10500/105} = 3,9 \text{ Ом}, \quad (96)$$

Принимаем уставку  $Z_{II} = 3,9 \text{ Ом}$ .

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения  $Z_{CM1} = 0,018 \text{ Ом}$ ,  $Z_{CM2} = 0,06 \text{ Ом}$ .

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

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

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

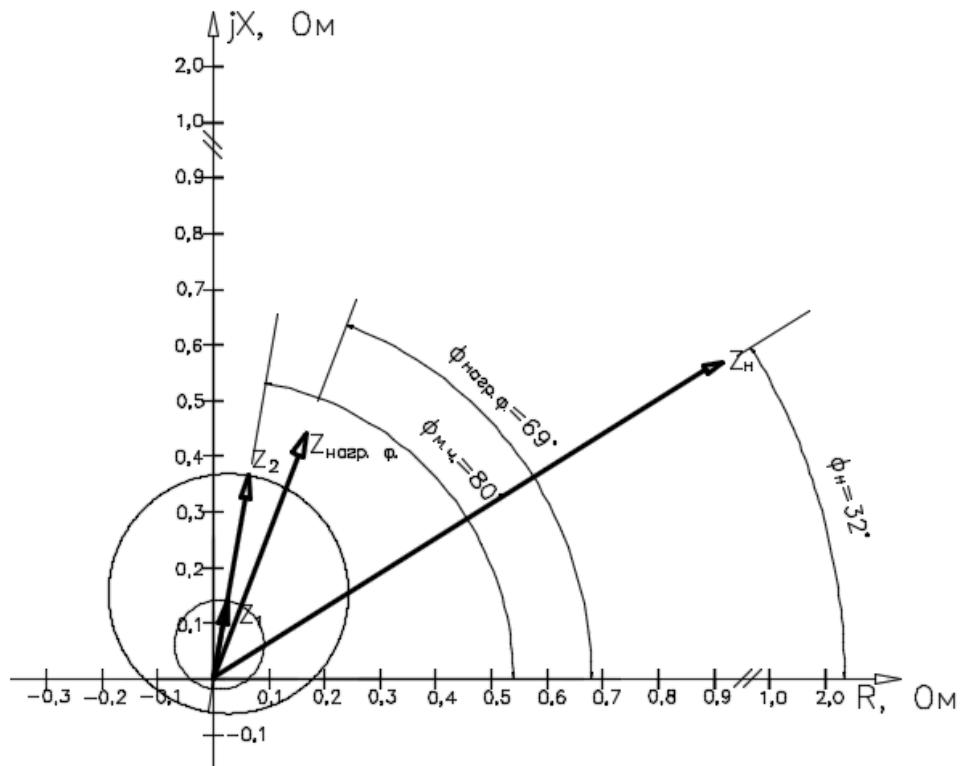


Рисунок 5.5 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

### 5.3.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

$$I_{P \text{ сигн.}} = \frac{K_H \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} = 4,46 \text{ А.} \quad (97)$$

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

$$I_{P \text{ пуск.}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} = 4,59 \text{ А.} \quad (98)$$

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

Перегрузочная способность обмотки ротора представлена в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки $\frac{I}{I_{\text{Н}}}$	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 интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора представлена на рисунке 5.6.

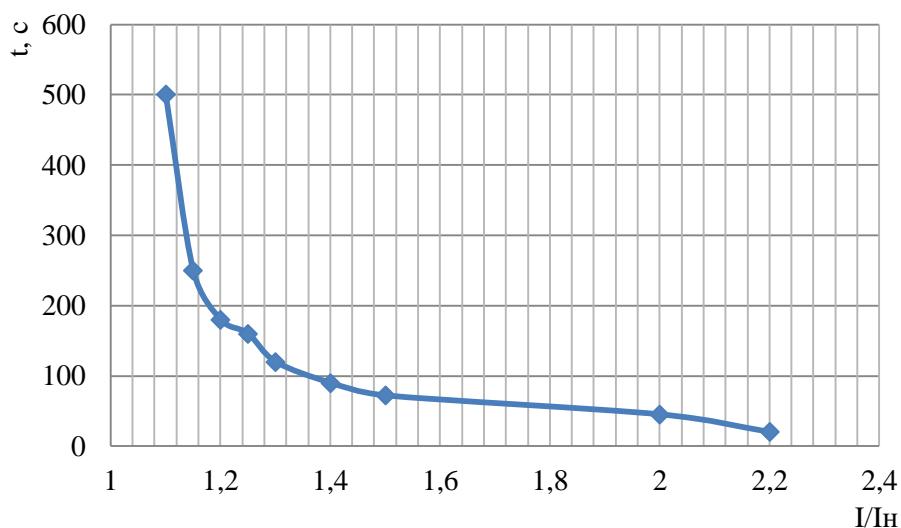


Рисунок 5.6 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ пуск.}} = \frac{2,2 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,24 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} = 9,34 \text{ А.} \quad (99)$$

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

#### 5.4 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Исходя из расчета уставок, для защиты блока генератор-трансформатор было выбрано комплексное интеллектуальное устройство управления генератором, предназначенное для защиты, управления, измерения и контроля генераторов малой и средней величины ШЭ1113 производства ООО НПП «ЭКРА». ШЭ1113 имеет широкий спектр функциональных возможностей для

защиты синхронных генераторов от повреждений в зоне действия защиты, а также для защиты от аварийных условий во внешних системах.

### **5.5 Таблица уставок и матрица отключений защит**

Уставки защит представлены в таблице 5.4

Таблица 5.4 – Уставки защит

Защиты		Уставки		
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Диф. Защита продольная	$I_{\Delta G}$	Ток срабатывания, $I_{CP.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,612 A
		Коэффициент торможения, $K_T$	0,3	-
		Уставка начального торможения, $I_{HT}$	$0,5 \cdot I_H$	2,03 A
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	6,12 A
33Г	$U_0$	$t_1$	$U_{01G}$	- 5 B
		$t_2$	$U_{0G}$	- 15 B
	$U_{03}$	Коэффициент торможения, $K_T$	1,1	-
ЗПН	$U >$	2ступень	$U_{CP2}$	140 B
		1 ступень	$U_{CP1}$	120 B
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО	$I_{2СИГН}$	0,29 A
		ПО	$I_{2ПУСК}$	0,612 A
		OTC I	$I_{2С.З.}$	0,85 A
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО	$I_{СИГН}$	4,36 A
		ПО	$I_{1ПУСК}$	4,48 A
		OTC	$I_{1OTC}$	6,24 A
ДЗ	$Z <$	1 ступень	$Z_I$	1,14 Ом
		2 ступень	$Z_{II}$	3,9 Ом
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО	$I_{P СИГН.}$	4,46 A
		ПО	$I_{P ПУСК.}$	4,59 A
		Отсечка	$I_{P ПУСК.}$	9,34 A

Матрица отключений представлена в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Матрица отключений защит

			Отключение В/Г							
Наименование		Обозначение								
Диф. Защита продольная		$I \Delta G$		+	+					
ЗЗГ		$U_0$	$t_1$	+	+				+	
ЗПН		$U >$	$t_2$	+	+	+				
Защита обратной последовательности и от несимметричных к.з. и перегрузок		$I_2$	$t$	+	+	+			+	
Защита от симметричных к.з. и перегрузок		$I_1$	$t_1$	+	+				+	
ДЗ		$Z <$	1 ступень	$t_1$					+	
Защита ротора от перегрузки		$I_p$	2 ступень	$t_1$					+	
			Отсечка						Предупредительный сигнал	

## **6 Компоновка и сооружения гидроузла**

### **6.1 Определение класса гидротехнического сооружения**

По высоте – III, по установленной мощности – III. По последствиям возможных гидродинамических аварий на ГТС – II класс, это обусловлено тем, что ниже по течению реки Гилой находится поселок Маревый, населением 1600 человек в 40 км от створа. По наибольшему классу ответственности, данное гидротехническое сооружение относится ко II классу.

### **6.2 Определение отметки гребня плотины**

За отметку гребня плотины принимается:

$$\nabla \text{ГБП} = \nabla \text{НПУ} + h_{1\%} + \nabla h_{set} + a, \quad (100)$$

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

$\Delta h_{set}$  – высота ветрового нагона;

$a$  – величина запаса, для II класса сооружения  $a = 0,6$  м;

Определяем высоту ветрового нагона волны для основного случая по формуле:

$$\Delta h_{set} = K_W \cdot \frac{v^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha, \quad (101)$$

где  $v = 18$  м/с – скорость ветра;

$K_W$  – коэффициент, зависящий от скорости ветра;

$$K_W = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot V) \cdot 10^{-7} = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot 18) \cdot 10^{-7} = 0,00000192;$$

Длина разгона волны при  $\alpha=0^\circ$   $L = 3700$  м

Условная расчетная глубина воды в водохранилище:

$$d = \frac{\text{НПУ} - \text{ДНО}}{2} = \frac{465 - 411}{2} = 27 \text{ м.} \quad (102)$$

$$\Delta h_{set} = 0,00000192 \cdot \frac{18^2 \cdot 3700}{9,81 \cdot 27} \cdot 1 = 0,0087 \text{ м}$$

Определяем параметры волнового воздействия:

$$\frac{gL}{g_w^2} = \frac{9,81 \cdot 3700}{18^2} = 112,03;$$

$$\frac{gt}{\vartheta_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{18} = 11772.$$

где  $t = 6$  ч = 21600 с – период действия ветра;

из графика [22] по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны  $d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d$ ) и значениям  $\frac{gL}{\vartheta_w^2}$  и  $\frac{gt}{\vartheta_w}$  определяем параметры:

– для  $\frac{gL}{\vartheta_w^2} = 112,03$

$$\frac{g\bar{h}}{\vartheta_w^2} = 0,02$$

$$\frac{gT}{\vartheta_w} = 1,7$$

– для  $\frac{gt}{\vartheta_w} = 11772$

$$\frac{g\bar{h}}{\vartheta_w^2} = 0,08$$

$$\frac{gT}{\vartheta_w} = 4$$

Принимаем наименьшие значения и определяем параметры волны.  
Средний период волны:

$$\bar{T} = \frac{1,7 \cdot \vartheta_w}{g} = \frac{1,7 \cdot 18}{9,81} = 3,12 \text{ с.} \quad (103)$$

Средняя высота волны:

$$\bar{h} = \frac{0,02 \cdot \vartheta_w^2}{g} = \frac{0,02 \cdot 18^2}{9,81} = 0,66 \text{ м.} \quad (104)$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 3,12^2}{2 \cdot 3,14} = 15,20 \text{ м.} \quad (105)$$

$d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d$

$27 > 0,5 \cdot 15,20; 27 > 7,6$  - условие выполняется, т.е. зона глубоководная.

Определяем высоту волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i, \quad (106)$$

где  $K_i$  – коэффициент, определяемый по графику [22] в зависимости от значения  $\frac{gL}{\vartheta^2 w}$  (для глубоководной зоны).  $K_i=2,1$ ;

$$h_{1\%} = 0,66 \cdot 2,1 = 1,386 \text{ м.}$$

Таким образом отметка гребня бетонной плотины составляет:

$$\nabla ГБП = 465 + 1,386 + 0,0087 + 0,6 = 467 \text{ м.}$$

### 6.3 Определение ширины водосливного фронта

$$Q_{\text{осн макс}} = 1549 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_{\text{пов макс}} = 1797 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_{\Gamma A} = \frac{N_{\Gamma A}^{\text{ед}}}{9,81 \cdot H_{\text{осн}} \cdot \eta} = \frac{60,7 \cdot 10^3}{9,81 \cdot 49 \cdot 0,921} = 137,1 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (107)$$

$$Q_{\Gamma \text{ЭС}} = Q_{\Gamma A} \cdot m = 137,1 \cdot 2 = 274,2 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (108)$$

$$m = n - 1 = 3 - 1 = 2, \quad (109)$$

где  $n$  – количество агрегатов.

$$H_{\text{осн}} = \text{НПУ} - \text{УНБ} = 465 - 416 = 49 \text{ м}; \quad (110)$$

$H_{\text{осн}} > H_{\min}, 49 > 30,3$ , соответственно пропуск паводка через ГЭС возможен.

$$Q_{\text{осн расч}} = Q_{\text{осн макс}} - (n - 1) \cdot Q_{\Gamma A} = 1549 - 2 \cdot 137,1 = 1274,8 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (111)$$

$$q_p = V_h \cdot h_{\text{осн НБ}}^{\text{осн}} = 5,5 \cdot 5,0 = 27,5 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (112)$$

где  $V_h$  – допустимая скорость на рисберме, принимается 5,5 м/с;

$h_{\text{осн НБ}}^{\text{осн}} = 5,0 \text{ м}$  – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой  $\nabla HБ = f(Q_{HБ})$  при  $Q_{\text{осн макс}} = 1549 \text{ м}^3/\text{с.}$

$$h_{\text{НБ}} = \text{УНБ} - \text{ДНО} = 416 - 411,00 = 5 \text{ м}; \quad (113)$$

Удельный расход на водосливе:

$$q_{\text{в}} = 1,25 \cdot q_{\text{р}} = 1,25 \cdot 27,5 = 34,38 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (114)$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{q_{\text{в}}} = \frac{1274,8}{34,38} = 37,07 \text{ м} \approx 40 \text{ м}, \quad (115)$$

где  $n = 4$  - число пролетов,  $b = 10$  – ширина пролета;

#### 6.4 Определение отметки гребня водослива

Используя формулу расхода через водослив, определим полный напор на водосливе в первом приближении, т.е. без учёта бокового сжатия и подтопления водослива:

$$H_{01} = \left( \frac{Q_p}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{1274,8}{0,49 \cdot 40 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6 \text{ м}, \quad (116)$$

где  $m$  – коэффициент расхода, для профиля оголовка безвакуумной водосливной стенки типа  $m \approx 0,49$ .

Во втором приближении, с учётом бокового сжатия и подтопления, полный напор на водосливе:

$$H_{02} = \left( \frac{Q_p}{m\varepsilon\sigma_n B\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{1274,8}{0,49 \cdot 0,94 \cdot 40 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,24 \text{ м}, \quad (117)$$

где  $\sigma_n = 1$  для неподтопленного водослива;

$\varepsilon$  – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определяют по формуле (118).

$$\begin{aligned} \varepsilon &= 1 - 0,2 \cdot \left( \frac{\xi + (n-1)\xi_0}{n} \right) \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \left( \frac{0,7 + (4-1) \cdot 0,45}{4} \right) \cdot \\ &\cdot \frac{6}{10} = 0,94, \end{aligned} \quad (118)$$

где  $\xi$  – коэффициент формы боковых устоев, принимают 0,7;

$\xi_0$  – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане, т. е. величины и от формы верховой грани быка принимается 0,45;  
 $n$  – число пролётов;  
 $b$  – ширина пролета.

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 6,24 - \frac{1,1 \cdot 0,45^2}{2 \cdot 9,81} = 6,23 \text{ м}, \quad (119)$$

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

$$\begin{aligned} V_0 &= \frac{Q_p}{(\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНА}) \cdot (B + (n - 1) \cdot \delta_B)} = \\ &= \frac{1274,8}{(465 - 411) \cdot (40 + (4 - 1) \cdot 4)} = 0,45 \text{ м/с}, \end{aligned} \quad (120)$$

где  $\delta_B$  – толщина быка, равная 4м.

Полученный напор должен быть округлен в большую сторону по стандартному ряду:  $H_{\text{ст}} = 7$  м;

Отметку гребня водослива определяют по формуле (119).

$$\nabla \Gamma \text{В} = \nabla \text{НПУ} - H_{\text{ст}} = 465 - 7 = 458 \text{ м}. \quad (121)$$

## 6.5 Проверка пропуска проверочного расхода

Определим напор на гребне водослива при пропуске проверочного расхода в первом приближении без учета бокового сжатия потока и подтопления водослива:

$$H_{01 \text{ пов}} = \left( \frac{Q_p \text{ пов}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{1523}{0,49 \cdot 40 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,75 \text{ м}; \quad (122)$$

$$Q_p \text{ пов} = Q_{\text{макс}} \text{ пов} - Q_{\text{ГЭС}} = 1797 - 274,2 = 1523 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (123)$$

где  $Q_{\text{макс}} \text{ пов}$  – максимальный расчетный расход, принимаемый при обеспеченности 0,1% для II класса сооружений;

$Q_{\text{ГЭС}}$  – расход через все агрегаты.

Во втором приближении определим напор  $H_{02\text{пов.}}$  с учетом бокового сжатия потока и подтопления водослива:

$$H_{02\text{ пов.}} = \left( \frac{Q_p \text{ пов.}}{m \varepsilon \sigma_n B \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{1523}{0,49 \cdot 0,93 \cdot 40 \cdot \sqrt{2} \cdot 9,81} \right)^{2/3} = 7 \text{ м}, \quad (124)$$

где  $\varepsilon$  – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определяют по формуле (125).

$$\begin{aligned} \varepsilon &= 1 - 0,2 \cdot \left( \frac{\xi + (n - 1)\xi_0}{n} \right) \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \left( \frac{0,7 + (4 - 1) \cdot 0,45}{4} \right) \cdot \\ &\cdot \frac{6,75}{10} = 0,93, \end{aligned} \quad (125)$$

где  $\xi$  – коэффициент формы боковых устоев, принимают 0,7;

$\xi_0$  – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане, т. е. величины и от формы верховой грани быка принимается 0,45;

$n$  – число пролётов;

$b$  – ширина пролета.

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

$$H = H_{02\text{ пов.}} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 7 - \frac{1,1 \cdot 0,53^2}{2 \cdot 9,81} = 6,98 \text{ м}; \quad (126)$$

$$V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla \Phi_{ПУ} - \nabla \Delta H_A) \cdot (B + (n - 1) \cdot \delta_B)} = \frac{1523}{(466 - 411) \cdot (40 + (4 - 1) \cdot 4)} = 0,53 \text{ м/с}. \quad (127)$$

Определяем расчётную отметку форсированного уровня:

$$\nabla \Phi_{ПУ} = \nabla ГВ + H_{\text{пов.}} = 458 + 6,98 = 464,98 \text{ м}. \quad (128)$$

Выбираем отметку  $\Phi_{ПУ} = 466 \text{ м}$ .

## 6.6 Построение оголовка профиля водосливной грани по координатам Кригера – Офицерова

Отметку верха быка вычисляем по формуле:

$$\nabla\Gamma\text{Б} = \nabla\Gamma\text{В} + 1,6H_{\text{ст}} = 458,00 + 1,6 \cdot 7 = 468,6. \quad (129)$$

По проектному напору  $H_{\text{пр}} = H_{\text{ст}} = 7$  м определяем координаты для построения оголовка плотины практического профиля. Табличные координаты умножаются таблицы 6.1 на  $H_{\text{ст}}$ . Оголовок водосливной грани представлен на рисунке 6.1.

Таблица 6.1 – Координаты для построения оголовка водосливной грани

№ точки	x	y	x·Нст	y·Нст
1	0	0,126	0	0,882
2	0,1	0,036	0,7	0,252
3	0,2	0,007	1,4	0,049
4	0,3	0	2,1	0
5	0,4	0,006	2,8	0,042
6	0,5	0,027	3,5	0,189
7	0,6	0,06	4,2	0,42
8	0,7	0,1	4,9	0,7
9	0,8	0,146	5,6	1,022
10	0,9	0,198	6,3	1,386
11	1	0,256	7	1,792
12	1,1	0,321	7,7	2,247
13	1,2	0,394	8,4	2,758
14	1,3	0,475	9,1	3,325
15	1,4	0,564	9,8	3,948
16	1,5	0,661	10,5	4,627
17	1,6	0,764	11,2	5,348
18	1,7	0,873	11,9	6,111
19	1,8	0,987	12,6	6,909
20	1,9	1,108	13,3	7,756

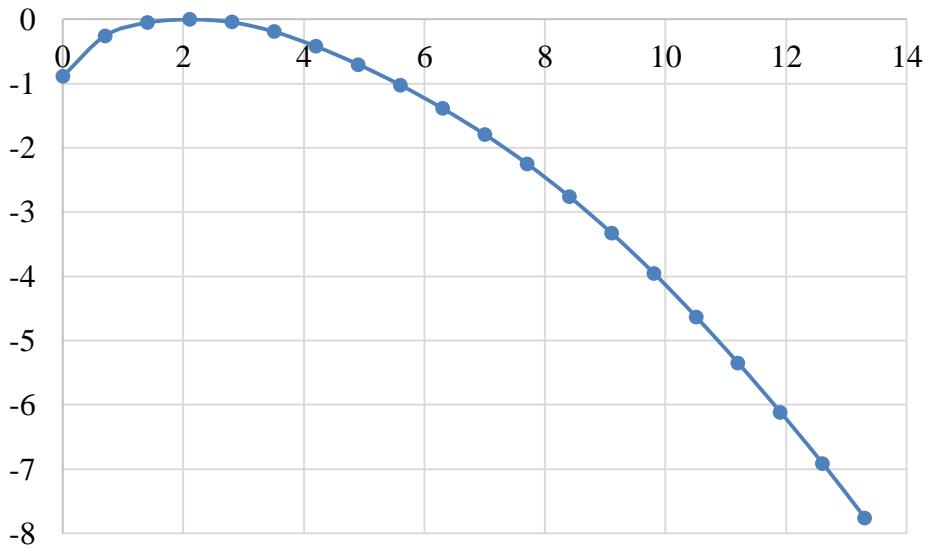


Рисунок 6.1 - Оголовок водосливной грани

## 6.7 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Определяем тип гидравлического прыжка за водосливом.

Вычисляем критическую глубину потока при полном открытии всех отверстий:

$$h_{kp} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{(B + \sum(n-1) \cdot \delta_6)^2 \cdot g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 1274,8^2}{(40 + (4-1) \cdot 4)^2 \cdot 9,81}} = 4,1 \text{ м}, \quad (130)$$

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

Вычисляем полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \Delta \text{НПУ} - \Delta \text{дна} = 465 - 411 = 54 \text{ м}. \quad (131)$$

Вычисляем отношение  $\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{kp}}$  и определяем значение коэффициента скорости  $\varphi$ , в зависимости от длины сливной грани, который принят  $\varphi = 0,9$  [23].

$$\xi_{T_0} = \frac{54}{4,1} = 13,17$$

По графику М.Д. Чертоусова [23] в зависимости от коэффициента скорости  $\varphi$  и  $\xi_{T_0}$  определяем  $\xi_c = 0,22$ , и  $\xi_c'' = 2,95$ .

Вычисляем сопряженные глубины:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{kp} = 0,22 \cdot 4,1 = 0,902 \text{ м}; \quad (132)$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{kp} = 2,95 \cdot 4,1 = 12,1 \text{ м.} \quad (133)$$

Вывод:  $h_c'' > h_{HB}$  ( $12,1 > 5$ ) – сопряжение по типу отогнанного прыжка.

## 6.8 Расчет водобойной стенки

Первоначально расчет водобойной стенки выполняем в предположении, что стенка работает, как неподтопленный водослив:

$$h_{ct} = \sigma \cdot h_{ct}'' - H_{ct}, \quad (134)$$

где  $\sigma = 1,1$  – коэффициент запаса;

$H_{ct}$  – геометрический напор (без учета скорости подхода) над водобойной стенкой, который рассчитывается по формуле (133).

$$H_{ct} = \left( \frac{q}{m\sqrt{2g}} \right)^{2/3} - \frac{\alpha q^2}{2g(\sigma h_c'')^2}, \quad (135)$$

где  $m = 0,4$  – коэффициент расхода для водобойной стенки;

$q$  – удельный расход на водобое.

$$q = \frac{Q_{расч}}{B + (n - 1) \cdot \delta_6} = \frac{1274,8}{40 + 3 \cdot 4} = 24,5 \text{ м}^2/\text{с}; \quad (136)$$

$$H_{ct} = \left( \frac{24,5}{0,4 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} - \frac{1,1 \cdot 24,5^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 12,1)^2} = 5,56 \text{ м.}$$

$$h_{ct} = 1,1 \cdot 12,1 - 5,56 = 7,75 \text{ м.}$$

Выполняем проверку сопряжения бьефов за стенкой при  $T_0 = H_{ct} + h_{ct} = 5,56 + 7,75 = 13,31 \text{ м.}$

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{kp}} = \frac{13,31}{4,1} = 3,24 \text{ м.} \quad (137)$$

По графику [23] определяем глубину  $h_c$  в сжатом сечении и глубину  $h_c''$  – второй сопряженной со сжатой, в зависимости от величины  $\xi_{T_0}$ . Таким образом,  $\xi_c = 0,48$  и  $\xi_c'' = 1,6$ .

Сопряжённые глубины:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{kp} = 0,48 \cdot 4,1 = 1,2 \text{ м}; \quad (138)$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{kp} = 1,6 \cdot 4,1 = 6,56 \text{ м}. \quad (139)$$

Глубина в НБ  $h_{NB} = 5 \text{ м}$ .

Так как  $h_{NB}=5 \text{ м}$ , а вторая сопряжённая глубина равна 6,56 м, следовательно, прыжок отогнанный.

## 6.9 Расчет водобойного колодца

Ширину водобойного колодца  $B_k$  принимаем равной:

$$B_K = B_B$$

Определяем начальную глубину колодца:

$$d_K = \sigma \cdot h_c'' - (h_{NB} + \Delta Z), \quad (140)$$

где перепад  $\Delta Z$ , вычисляется по формуле (139).

$$\begin{aligned} \Delta Z &= \left( \frac{q^2}{2 \cdot g \cdot \varphi^2 \cdot h_{NB}^2} \right) - \left( \frac{\alpha \cdot q^2}{2 \cdot g \cdot \sigma^2 \cdot h_c''^2} \right) = \\ &= \left( \frac{24,5^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 0,9^2 \cdot 5^2} \right) - \left( \frac{1,1 \cdot 24,5^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 1,1^2 \cdot 12,1^2} \right) = 1,32. \end{aligned} \quad (141)$$

Тогда:

$$d_K = 1,1 \cdot 12,1 - (5 + 1,32) = 7 \text{ м}$$

Вычисляем полную удельную энергию в сечении перед водосливом с учетом начальной глубины колодца:

$$T_0 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНО} + d_K = 465 - 411 + 7 = 61 \text{ м}. \quad (142)$$

Определим сопряженные глубины:

$$h'_{c1} = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - h'_{c1})}} = \frac{24,5}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (61 - 0)}} = 0,79 \text{ м}; \quad (143)$$

$$h'_{c1} = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - h'_{c1})}} = \frac{24,5}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (61 - 0,79)}} = 0,792 \text{ м} \quad (144)$$

$$h_{c,2}'' = \frac{h'_{c,1}}{2} \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{h_{kp}}{h'_{c,1}} \right)^3} - 1 \right) = \frac{0,792}{2} \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{4,1}{0,792} \right)^3} - 1 \right) = 12,8 \text{ м.} \quad (145)$$

Тогда определяем новую глубину колодца:

$$\begin{aligned} \Delta Z &= \left( \frac{q^2}{2 \cdot g \cdot \varphi^2 \cdot h_{HB}^2} \right) - \left( \frac{\alpha \cdot q^2}{2 \cdot g \cdot \sigma^2 \cdot h_c''^2} \right) = \\ &= \left( \frac{24,5^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 0,9^2 \cdot 5^2} \right) - \left( \frac{1,1 \cdot 24,5^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 1,1^2 \cdot 12,8^2} \right) = 1,34; \end{aligned} \quad (146)$$

$$d_{K2} = \sigma \cdot h_c'' - (h_{HB} + \Delta Z) = 1,1 \cdot 12,8 - (5 + 1,34) = 7,74 \text{ м.} \quad (147)$$

Принимаем глубину колодца:

$$d_{K2} = 7,80 \text{ м.}$$

$$\nabla \text{ПВ} = \nabla \text{ДНО} - d_K = 411 - 7,80 = 403,20. \quad (148)$$

## 6.10 Конструирование бетонной плотины

### 6.10.1 Определение ширины подошвы

Принимаем отметку подошвы плотины 409,00

Высота плотины:

$$h = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{под} = 465,00 - 409,00 = 56 \text{ м.} \quad (149)$$

Так как основание скальное, принимаем ширину подошвы:

$$B = 0,7 \cdot h = 0,7 \cdot 56 = 39,2 \text{ м.} \quad (150)$$

### 6.10.2 Разрезка плотины швами

Так как основание скальное, то принимаем температурные швы шириной 0,8 см на расстоянии 4 м от лицевых граней и гребня, а внутри тела плотины 0,2 см.

Разрезаем водосбросную плотину деформационными швами, принимаем расстояние между швами равным 14м.

### 6.10.3 Быки

Поскольку стандартная ширина пролета ( $b$ ), принятая в соответствии с техническим регламентом заводов-изготовителей, равная в нашем случае 10, то толщина быка:

$$d > (0,2 - 0,25)b \rightarrow d > 0,25 \cdot 10 \rightarrow d > 2,5 \text{ м.} \quad (151)$$

Примем бык толщиной  $d = 4$  м.

Головная часть быка имеет обтекаемую в плане форму для того, чтобы коэффициент сжатия потока был по возможности наибольшим. На рисунке 6.2 представлена схема быка в плане.

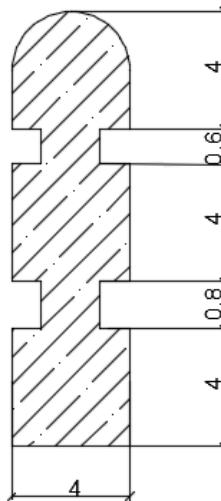


Рисунок 6.2 - Схема быка в плане

### 6.10.4 Галереи

В теле плотины устраиваем продольные и поперечные смотровые галереи с отметкой пола галереи 448,50; 437,50; 424,50;

Размеры галерей принимаем: смотровая – 2x2,5 м; цементационная с отметкой 411,60 и дренажная с отметкой 409.00 – 3x3,5 м.

### 6.10.5 Элементы подземного контура плотины

В основании плотины, стоящей на скале, устраиваем цементационную завесу и вертикальный дренаж для уменьшения фильтрационного давления. Противофильтрационные завесы устраиваем под подошвой плотины с верховой стороны.

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$l = (0,05 - 0,1) \cdot B, \quad (152)$$

где  $B$  – ширина подошвы плотины.

$$l_1 = 0,1 \cdot 39,2 = 3,92 \text{ м}$$

Примем  $l_1 = 4,0$  м.

Глубина цементационной завесы:

$$h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot H_d = 0,5 \cdot 54,56 = 27,28 \text{ м.} \quad (153)$$

Глубина дренажа:

$$h_{\text{др}} = 0,5 \cdot h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot 27,28 = 13,64 \text{ м.} \quad (154)$$

Диаметр скважин для дренажа принимаем 0,2 м с шагом 2 м. Расстояние от оси цементной завесы до оси дренажа принимаем 7 м.

## 6.11 Конструирование и расчет устройств нижнего бьефа

### 6.11.1 Водобой

Толщину водобойной плиты определяем по формуле:

$$\delta_6 = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h_c}, \quad (155)$$

где  $v_c$  – скорость в сжатом сечении:

$$v_c = \frac{Q_p}{(B + (n - 1)\delta_6) \cdot h_c} = \frac{1274,8}{(40 + (4 - 1) \cdot 4) \cdot 0,902} = 27,17 \text{ м/с.} \quad (156)$$

$$\delta_6 = 0,15 \cdot 27,17 \cdot \sqrt{0,902} = 3,87 \text{ м.}$$

Принимаем толщину водобойной плиты  $\delta_6 = 4$  м.

Длина гидравлического прыжка:

$$l_{\text{пр}} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h_c'' - h_c') = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 12,1 - 0,902) = 55,22 \text{ м.} \quad (157)$$

Длина водобоя при наличии на нем гасителей:

$$l_{\text{в}} = 0,9 \cdot l_{\text{пр}} = 0,9 \cdot 55,22 = 49,7 \text{ м.} \quad (158)$$

## 6.11.2 Рисберма

За стенкой устраиваем рисберму – участок, предназначенный для успокоения и рассеяния потока. Выполняем в виде крепления из бетонных или железобетонных плит размером 15 м, расположенных в шахматном порядке. По течению крепление облегчается за счет уменьшения толщины плит.

Плиты имеют дренажные отверстия размером 0,25 м на расстоянии 5 м друг от друга.

Толщина первой плиты рисбермы:

$$\delta_{\text{рис.1}} = \frac{2}{3} \cdot 4 = 2,6 \text{ м.}$$

Толщина второй плиты рисбермы:

$$\delta_{\text{рис.2}} = \frac{2}{3} \cdot 2,6 = 1,73 \text{ м.}$$

Толщина третьей плиты рисбермы:

$$\delta_{\text{рис.3}} = \frac{2}{3} \cdot 1,73 = 1,15 \text{ м.}$$

## 6.12 Пропуск расходов через донные отверстия и глубинные водосбросы

Определим площадь одного водосбросного отверстия  $\omega_{\text{вс}}$ , затем назначим размеры водосбросного отверстия:

$$Q = \mu \omega_{\text{вс}} \sqrt{2gH_{\text{вс}}}; \quad (159)$$

$$\omega_{\text{вс}} = \frac{Q}{\mu \sqrt{2gH_{\text{вс}}}} = \frac{185,2}{0,81 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 46,5}} = 7,57 \text{ м}^2, \quad (160)$$

где  $Q$  – расход, сбрасываемый через одно отверстие  $\frac{\text{м}^3}{\text{с}}$ .

$$Q = \frac{V_{\text{пол}} + V_{\text{прит}}}{n} = \frac{(2,54 + 1,3) \cdot 10^9}{8 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} = 185,2 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (161)$$

где  $V_{\text{пол}}$  – полезный объем;

$V_{\text{прит}}$  – объем притока воды за период половодья;

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

$\mu$  – коэффициент расхода, равный 0,81.

$H_{\text{вс}}$  – напор над центром выходного отверстия, который находится по формуле (162).

$$H_{\text{бо}} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ВО} = 465 - 418,5 = 46,5 \text{ м}, \quad (162)$$

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

$$\nabla \text{ВО} = \nabla \text{ПО} + \frac{h_{\text{бо}}}{2} = 417 + \frac{3}{2} = 418,5 \text{ м}, \quad (163)$$

где  $h_{\text{бо}} = 3 \text{ м}$  – высота отверстия принятая предварительно;

$\nabla \text{ПО}$  – отметка порога отверстия, равная:

$$\nabla \text{ПО} = \nabla \text{ДНА} + h_{\text{п}} = 411 + 6 = 417 \text{ м}, \quad (164)$$

где  $h_{\text{п}} = 6 \text{ м}$  – высота порога, м.

Принимаем два заглубленных водовода сечением  $1,5 \times 3 \text{ м}$ .

## 6.13 Определение основных нагрузок на плотину

### 6.13.1 Вес сооружения и затворов

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCAD:

$$S_{\text{пл}} = 1117 \text{ м}^2;$$

$$S_6 = 1268 \text{ м}^2.$$

Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле (165).

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_6}{b + \delta_6} = \frac{1117 \cdot 10 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{10 + 4} = 18785 \text{ кН/м}, \quad (165)$$

где  $S_{\text{пл}}$  – площадь сечения водосливной плотины без зуба;

$b$  – ширина пролета;

$\delta_6$  – ширина быка.

Вес быка и точку его приложения определию аналогичным образом:

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_6 \cdot g \cdot \rho_6}{b + \delta_6} = \frac{1268 \cdot 4 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{10 + 4} = 8530 \text{ кН/м}, \quad (166)$$

где  $S_6$  – площадь сечения быка без зуба.

Вес плоского затвора:

$$Q_3 = 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g = 0,055 \cdot 85 \cdot \sqrt{85} \cdot 9,81 = 423 \text{ кН}, \quad (167)$$

где  $f$  - площадь затвора находится по формуле:

$$f = (\nabla \Phi_{ПУ} - \nabla \Gamma_{В} + 0,5) \cdot b = (466 - 458 + 0,5) \cdot 10 = 85 \text{ м}^2. \quad (168)$$

Вес затвора приводится к 1 п.м:

$$Q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{423}{10 + 4} = 30,2 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (169)$$

### 6.13.2 Сила гидростатического давления воды

Эпюры гидростатического давления воды принимаем по треугольнику.  
Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

- с верхнего бьефа:

$$T_B = \frac{g \cdot h_1^2 \cdot \rho_B}{2} = \frac{9,81 \cdot 56^2 \cdot 1}{2} = 15382 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (170)$$

где  $h_1 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 465 - 409 = 56 \text{ м.}$

- с нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{g \cdot h_2^2 \cdot \rho_B}{2} = \frac{9,81 \cdot 2,66^2 \cdot 1}{2} = 34,7 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (171)$$

где  $h_2 = \nabla \text{УНБ}_{min} - \nabla \text{ПОД} = 411,66 - 409 = 2,66 \text{ м.}$

### 6.13.3 Волновое давление

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

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \rho_B \cdot g \cdot h_{1\%} \cdot \left( \frac{\bar{\lambda}_d}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (172)$$

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

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

$h_0$  - средняя высота волны.

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 1,386 \cdot \left( \frac{15,20}{3,14} + \frac{0,40}{2} \right) = 34,26 \text{ кН.}$$

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h^2 \cdot 1\%}{\bar{\lambda}_d} = \frac{3,14 \cdot 1,386^2}{15,20} = 0,40 \text{ м.} \quad (173)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}_d}{2 \cdot \pi} - \frac{3}{8} \cdot h_{1\%} = \frac{15,20}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 1,386 = 1,9 \text{ м;} \quad (174)$$

$$M_{\text{волны}} = W_{\text{волны}} \cdot l_{\text{волны}} = 34,26 \cdot 52,1 = 1784,95 \text{ кН} \cdot \text{м;} \quad (175)$$

$$l_{\text{волны}} = \nabla \text{НПУ} - y_c - \nabla \text{ПОД} = 465 - 1,9 - 409 = 54,1 \text{ м.} \quad (176)$$

Эпюра волнового давления представлена в виде треугольника, основание которого параллельно верховой грани плотины, одна вершина треугольника, лежащая на основании, расположена на расстоянии  $1,1 \cdot h_{1\%} = 1,1 \cdot 1,386 = 1,525$  м над УВБ, а другая ниже УВБ на  $8 \cdot h_{1\%} = 8 \cdot 1,386 = 11,09$  м.

#### 6.13.4 Фильтрационное и взвешивающее давление

Фильтрационный расчёт для плотин на скальном основании производится для случая, когда уровень верхнего бьефа соответствует нормальному подпорному уровню, а уровень нижнего бьефа соответствует минимальному, который возможен при пропуске расхода на водохозяйственные нужды.

Для 2 класса сооружений:

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБ}_{min} = 465 - 411,66 = 53,34 \text{ м;} \quad (177)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 53,34 = 21,34 \text{ м;} \quad (178)$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 53,34 = 10,67 \text{ м.} \quad (179)$$

Сила взвешивающего давления определим по формуле:

$$W_{\text{взб}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}} = 1 \cdot 9,81 \cdot 104,3 = 1023,18 \text{ кН,} \quad (180)$$

где  $S_{\text{эп}}$ - площади эпюры взвешивающего давления:

$$S_{\text{эп}} = B \cdot (\text{УНБ}_{min} - \nabla \text{ПОД}) = 39,2 \cdot (411,66 - 409) = 104,3. \quad (181)$$

Площадь эпюры фильтрационного давления определяется как сумма площадей отдельных её участков, представляющих из себя прямоугольные трапеции и прямоугольный треугольник, или с помощью AutoCAD.

Сила фильтрационного давления на подошву сооружения:

$$W_\phi = \rho_w \cdot g \cdot S_\phi = 1 \cdot 9,81 \cdot 400 = 3924 \text{ кН.} \quad (182)$$

## 6.14 Расчет прочности плотины

Расчёт плотины будем вести без учёта температурных воздействий. Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Таким образом, в результате расчёта определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности.

Исходя из практических соображений, в расчёте плотины принимаем сжимающие напряжения со знаком «–», растягивающие – со знаком «+».

Все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Действующие нагрузки

Нагрузка	$\gamma_f$	Направление силы	Основной случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
Тв	1	→	15382	18,73	288104,86
Тн	1	←	34,7	0,84	-29,1
Gб	0,95	↓	-8103,5	10	-81035
Gпл	0,95	↓	-17846	8	-142766
Wвзв	1	↑	1023,18	0	0
Wφ	1	↑	3924	8,4	32961,6
Qз	0,9	↓	-27,18	15,45	-419,931
Wволн	1	→	34,26	52,1	1784,95
ΣN		↓↑			21029,3
$\Sigma M$			$\Sigma M$		

Расчёт краевых напряжений для основного случая в горизонтальных сечениях плотины (при расчёте на 1 погонный метр длины) выполняется по формулам:

Для верховой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b} + \frac{6 \cdot \sum M}{b^2} = -\frac{21029,3}{39,2} + \frac{6 \cdot 98601,3}{39,2^2} = -151,46 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2}, \quad (183)$$

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

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

$b$  – ширина подошвы плотины.

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\begin{aligned}\sigma_x^u &= \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -151,46 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot \\&\cdot 53,34(1 - 0^2) = -523,26 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2},\end{aligned}\quad (184)$$

где  $\gamma_w = 9,81 \text{ kH/m}^3$  – удельный вес воды;

$H_d^u$  – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

$m_u = \tan \alpha_1$ , где  $\alpha_1$  – угол между напорной гранью и вертикалью, в нашем случае  $m_u = 0$ .

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (9,81 \cdot 53,34 - 151,46) \cdot 0 = 0 \text{ kH/m}^2. \quad (185)$$

Главное напряжение:

$$\begin{aligned}\sigma_1^u &= \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -151,46 \cdot (1 + 0^2) + 9,81 \cdot \\&\cdot 53,34 \cdot 0^2 = -151,46 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2}.\end{aligned}\quad (186)$$

Главное напряжение:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 53,34 = -523,26 \text{ kH/m}^2. \quad (187)$$

Нормальное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b} - \frac{6 \cdot \sum M}{b^2} = -\frac{21029,3}{39,2} - \frac{6 \cdot 98601,3}{39,2^2} = -921,46 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2}. \quad (188)$$

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\begin{aligned}\sigma_x^t &= \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = -921,46 \cdot (-0,7)^2 - 9,81 \cdot 2,66 \cdot \\&\cdot (1 - 0,7^2) = -465,08 \text{ kH/m}^2,\end{aligned}\quad (189)$$

где  $m_t = \tan \alpha_2$ , где  $\alpha_2$  – угол между низовой гранью и вертикалью;

$H_d^t$  – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа.

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(9,81 \cdot 2,66 - 921,46) \cdot 0,7 =$$

$$= 626,4 \text{ кН/м}^2. \quad (190)$$

Главные напряжение:

$$\begin{aligned}\sigma_3^t &= \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = \\ &= -921,46 \cdot (1 + 0,7^2) + 9,81 \cdot 2,66 \cdot 0,7^2 = -1359,94 \text{ кН/м}^2.\end{aligned} \quad (191)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -9,81 \cdot 2,66 = -26,1 \text{ кН/м}^2. \quad (192)$$

Для наглядности сведём всё в таблицу 6.3.

Таблица 6.3 – Расчет напряжений со стороны верхнего и нижнего бьефов

Со стороны ВБ	Значение, кПа	Со стороны НБ	Значение, кПа
$\sigma_y^u$	-151,46	$\sigma_y^t$	-921,46
$\sigma_x^u$	-523,26	$\sigma_x^t$	-465,08
$\tau_{xy}^u$	0	$\tau_{xy}^t$	626,4
$\sigma_1^u$	-151,46	$\sigma_3^t$	-1359,94
$\sigma_3^u$	-523,26	$\sigma_1^t$	-26,1

## 6.15 Критерии прочности плотины

После определения напряжений для основного сочетания нагрузок, необходимо проверить сооружение на прочность, должны выполняться следующие условия:

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

$$\sigma_y^u < 0;$$

$$-151,46 \text{ кПа} < 0.$$

2.В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u; \quad (193)$$

$$151,46 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 0,25 \cdot 9,81 \cdot 53,34 \geq 130,82 \text{ кН/м}^2.$$

3.Прочность на сжатие:

Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot \sigma_3 \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (194)$$

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

$\gamma_{lc}$  – коэффициент сочетания нагрузок;

$\gamma_{cd}$  – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая

$$\begin{aligned}\gamma_{cd} &= \\ &= 0,9.\end{aligned}$$

$$R_b \geq \frac{1,20 \cdot 1 \cdot 1359,94}{0,9} = 1813,2 \text{ кПа}$$

Предварительно принимаем класс бетона В15 с расчётным сопротивлением бетона на сжатие  $R_b = 19650$  кПа:

$$19650 \text{ кПа} \geq 1813,2 \text{ кПа.}$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиями прочности.

## 6.16 Расчёт устойчивости плотины

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (195)$$

$$\begin{aligned}R &= (G_{\text{пл}} + G_{\text{Б}} - W_{\text{взв}} - W_{\phi} + Q_3) \cdot \tan \varphi + c \cdot \omega = \\ &= (17846 + 8103,5 - 1023,18 - 3924 + 27,2) \cdot 0,8 + 100 \cdot 39,2 = \\ &= 20743,616 \frac{\text{кН}}{\text{м}},\end{aligned} \quad (196)$$

где  $\varphi = 39^\circ$  – угол внутреннего трения для грунта основания;

$c = 100 \text{ кН/м}^2$  – сцепление для грунта основания;

$\omega = B_{\text{п}} \cdot 1 = 39,2 \text{ м}^2$  – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

$$F = T_{\text{в}} - T_{\text{н}} + W_{\text{вол}} = 15382 - 34,7 + 34,26 = 15381,56 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \quad (197)$$

Таким образом, условие на сдвиг:

$$\frac{20743,616 \cdot 0,95}{15381,56 \cdot 1} = 1,28;$$

Расчетное значение  $\gamma_n$  не превышает больше чем на 10% принятый коэффициент надежности  $1,28 \geq 1,2$ .

Анализируя расчётные данные, можно утверждать, что выбранный профиль плотины удовлетворяет условиям прочности и надёжности, а также является экономичным. Запас по надёжности плотины обеспечивает её устойчивость.

## **7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды**

### **7.1 Безопасность гидротехнических сооружений**

Обеспечение безопасности ГТС является задачей общегосударственного значения. Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации ГТС регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Основным, из которых является Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений». Требованием этого закона является составление Декларации о безопасности ГТС, которое определяется положением, утвержденным Правительством РФ. Данное Положение определяет содержание, порядок составления Декларации о безопасности ГТС. Осуществление государственной экспертизы является обязательным для ГТС при их проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитальном ремонте, восстановлении или консервации.

Ответственность за обеспечение безопасности несет собственник гидроэлектростанции. Контроль состояния основных сооружений ГЭС осуществляется контрольно-измерительной аппаратурой (КИА). В состав эксплуатационного персонала входит специальное подразделение, задача которого заключается в измерении с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа полученных данных.

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

### **7.2 Охрана труда**

Правильно организованная работа по обеспечению безопасности труда повышает дисциплинированность работников, что, в свою очередь, ведет к повышению производительности труда, снижению количества несчастных случаев, поломок оборудования и иных нештатных ситуаций, то есть повышает в конечном итоге эффективность производства. Управление охраной труда в организации осуществляют работодатель.

Одной из основных задач по обеспечению безопасных условий труда на Гилюйской гидроэлектростанции является создание структурного подразделения по охране труда и технике безопасности.

Служба по охране труда и технике безопасности выполняет следующие ключевые задачи:

- определяет цели, задачи и политику организации в области охраны труда;

- участие в организации работ на оборудовании и сооружениях Гилуйской гидроэлектростанции;
- разработка мероприятий по охране труда на предприятии.

Для всех работников станции в обязательном порядке разрабатываются должностные инструкции и охрана труда. Все работники станции должны при исполнении своих служебных обязанностей руководствоваться данными документами.

Инструкции по охране труда могут разрабатываться как для работников отдельных профессий, так и на отдельные виды работ. Они разрабатываются на основе межотраслевых и отраслевых правил по охране труда, типовых инструкций, требований безопасности, изложенных в технической документации завода - изготовителя оборудования, с которым имеют дело работники, с учетом конкретных условий производства и т.д. Каждой инструкции присваивается наименование и номер.

Руководители и работники предприятия несут в соответствии с Законодательством Российской Федерации дисциплинарную, гражданскую, административную и уголовную ответственность за невыполнение должностных и функциональных обязанностей по охране труда, если это могло привести или привело к несчастным случаям, заболеваниям на производстве, авариям, пожарам, материальному и моральному ущербу.

Основной целью внедрения правил охраны труда на проектируемой ГЭС следует считать обеспечение безопасных и нормальных условий труда для работников на всех стадиях производственного процесса; сохранение жизни и здоровья работающих, сокращение количества несчастных случаев и заболеваний на производстве, а также предупреждение возможности их возникновения.

Контроль за выполнением требований нормативов по охране труда осуществляется руководителями гидроэлектростанции и подразделениями на всех ступенях управления. Исполнение правил обязательно для всех работников, связанных с эксплуатацией сооружений и оборудования проектируемой ГЭС, а также для работодателей, в ведении которых находятся названные работники.

Для выполнения о обеспечения правил охраны труда должны выполняться следующие требования:

- проектирование, строительство, реконструкция и ремонт гидротехнических сооружений, гидромеханического и электротехнического оборудования ГЭС, территория и акватория в зоне ответственности ГЭС, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать нормам законодательства, требованиям технических регламентов, стандартов;
- при случае возникновения нерасчетных эксплуатационных ситуаций должны быть в постоянной готовности к использованию предварительно разработанные для разных степеней угрозы технические и организационные мероприятия по обеспечению безопасности персонала ГЭС;

- должно быть предусмотрено обустройство специальных безопасных (аварийно-спасательных) помещений, рассчитанных на соответствующий штатный состав персонала;
- должны быть разработаны и вывешены на видных местах схемы и пути эвакуации работников из зон возможного затопления или обрушения грунта на отметки выше расчетного уровня такого затопления, оползня, обрушения или в специальные безопасные помещения;
- подразделения ГЭС, соответствующие 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. Персонал, в свою очередь должен быть извещен и знать об объеме укомплектования рабочих зон и безопасных помещений указанными средствами;
- инструктажи во всех подразделениях на Гилойской ГЭС должны производить только высококвалифицированные работники;
- должны обеспечивать контроль и систематические проверки: соответствия как функционирующего, так и находящегося в ремонте или в резерве оборудования и сооружений ГЭС 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;
- организация соблюдения работниками гигиены труда на рабочих местах и в производственных помещениях;
- на каждом рабочем месте должны быть производственные и должностные инструкции и инструкции по охране труда в объеме, обязательном для данной должности или профессии;
- персонал, принимаемый на работу по обслуживанию гидротехнических сооружений, гидромеханического и электротехнического оборудования, должен пройти предварительный медицинский осмотр и в дальнейшем проходить его периодически в сроки, установленные федеральным медицинским ведомством России;
- персонал ГЭС и привлекаемый для работ на территории ГЭС организаций обязан знать требования охраны труда, руководствоваться и соблюдать его требования;
- персонал, использующий в своей работе станочное оборудование, инструменты и приспособления, а также выполняющий сварочные и другие огневые работы, обязан знать и исполнять требования правил безопасности при работе с инструментом и приспособлениями;
- персонал, допускаемый к работе в помещениях, где используются горючие, токсичные и взрывоопасные материалы, должен знать свойства этих материалов и меры безопасности при обращении с ними;

- весь персонал должен быть обеспечен спецодеждой, спец.обувью и другими средствами индивидуальной и коллективной защиты в зависимости от выполняемых работ
  - весь производственный персонал должен владеть приемами освобождения от воздействия электрического тока попавшего под напряжение человека и оказания ему первой помощи, а также оказания такой помощи пострадавшим при других несчастных случаях;
  - не допускается нахождение на территории и в производственных помещениях организации ГЭС лиц, не имеющих отношения к обслуживанию расположенного в них оборудования, без сопровождающих;
  - шахты, колодцы должны быть закрыты прочными и плотными щитами или иметь ограждения. Траншеи и котлованы в месте прохода людей должны быть ограждены;
  - защитные ограждения следует окрашивать в желтый цвет в соответствии с ГОСТ 12.4.026. Ограждения необходимо оснащать предупреждающими надписями, знаками безопасности, а также сигнальным освещением, обеспечивающим в темное время суток хорошую видимость места ограждения со всех сторон возможного проезда автотранспорта и прохода пешеходов;
  - в производственных помещениях должны быть установлены закрывающиеся металлические ящики с отделениями для чистого и грязного обтирочного материала. В качестве обтирочного материала может применяться хлопчатобумажная или льняная ветошь. Использованный промасленный обтирочный материал из ящиков ежедневно следует отправлять на утилизацию;
  - курение на территории и в производственных помещениях разрешается только в специально оборудованных местах, не опасных в пожарном отношении, при соблюдении необходимых мер пожарной безопасности. У этих мест должны быть вывешены указательные знаки безопасности;
  - в каждом подразделении (участке) ГЭС должны быть определены места расположения средств для оказания первой медицинской помощи (аптечки, носилки, шины, приспособления для реанимации);
  - в производственных помещениях должны быть вывешены на видных местах плакаты, наглядно иллюстрирующие безопасные методы работы и приемы оказания первой помощи пострадавшим при несчастных случаях;
  - до начала работы руководителем структурного подразделения должно быть проверено выполнение всех требований безопасности, относящихся к предстоящей работе. При несоблюдении этого положения и необеспечении персонала необходимыми средствами индивидуальной защиты не разрешается приступать к работе;

- не разрешается ведение работ на неостановленных механизмах и оборудовании;
  - не допускается эксплуатация неисправного оборудования;
  - движущиеся части производственного оборудования, к которым возможен доступ работающих, должны иметь защитное ограждение, надежное иочно закрепленное, не ограничивающее технологических возможностей оборудования;
  - работник обязан знать, выполнять и нести персональную ответственность за нарушение требований законодательных и иных нормативных актов по охране труда;
  - капитальные и средние ремонты оборудования, а также работы, связанные с его монтажом или демонтажом, должны выполняться по ППР или технологической документации (технологическим картам и инструкциям), содержащим конкретные требования безопасности при подготовке к работе и в процессе ее выполнения;
  - работы на гидроэнергетическом, электротехническом, гидромеханическом оборудовании и гидротехнических сооружениях ГЭС должны проводиться по нарядам-допускам и (или) распоряжениям;
  - учет и регистрацию работ по нарядам и распоряжениям ведет дежурный персонал в "Журнале учета работ по нарядам и распоряжениям". При отсутствии дежурного персонала учет и регистрацию работ ведет работник, выдающий наряд (отдающий распоряжение);
  - организация кабинета по технике безопасности и охране труда, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

### **7.3 Пожарная безопасность**

ГЭС должны быть оборудованы системой пожарной безопасности, направленной на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара.

Руководитель ГЭС обязан:

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

- о каждом пожаре сообщать в местные органы пожарной безопасности, назначать комиссию для установления причин пожара и разработки противопожарных мероприятий и т.д.

Ответственность за пожарную безопасность отдельных производственных и вспомогательных помещений (сооружений) и размещенных в них оборудования и устройств возлагается на руководителей структурных подразделений или на специально назначенных должностных лиц.

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

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

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

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

Все работники 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;
- специальная подготовка;

- проведение противопожарных тренировок;
- повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;
- изучение и проверка 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.

#### **7.4 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния ГЭС**

Природоохранные мероприятия при строительстве и эксплуатации ГЭС направлены на охрану атмосферного воздуха, водных объектов, земельных ресурсов, объектов животного мира и осуществляются в соответствии со следующими основными законодательными и нормативными документами:

- Конституция Российской Федерации (принята на всенародном голосовании 12 декабря 1993 г.);
- Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 10.01.2002;
- Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» № 96-ФЗ от 04.05.1999;
- Федеральный закон «Об отходах производства и потребления» № 89-ФЗ от 24.06.1998;
- Федеральный закон «О животном мире» № 52 ФЗ от 13.12.1996;
- Федеральный закон «Об особо охраняемых природных территориях» (14 марта 1995 года N 33-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 10.05.2007 N 69-ФЗ);
- Федеральный закон «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения» (30 марта 1999 года N 52-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 01.12.2007 N 309-ФЗ);
- Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений» (21 июля 1997 г. N 117-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 23.12.2003 N 186-ФЗ);
- Федеральный закон «Об экологической экспертизе» (23 ноября 1995 г. № 174-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 16.05.2008 N 75-ФЗ);
- Федеральный закон «О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов» (20 декабря 2004 г. №166-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 06.12.2007 N 333-ФЗ);
- Федеральный закон «Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации» (25.06.02 №73-ФЗ в ред. Федеральных законов от 08.11.2007 N 258-ФЗ).
- Земельный кодекс РФ № 136-ФЗ от 25.10.2001;
- Водный кодекс РФ № 74 - ФЗ от 03.06.2006;
- Лесной кодекс РФ № 200- ФЗ от 04.12.2006;

- Другие нормативные документы РФ.

К наиболее значимым экологическим задачам при строительстве и эксплуатации Гилюйской ГЭС относятся:

- создание водохранилища и связанные с этим трансформация ландшафтов, климатические изменения и пр.;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе, сводка леса и санация территории;
- сбросы ГЭС в процессе эксплуатации и связанные с этим изменения, гидрологического, температурного и ледового режима реки в нижнем бьефе гидроузла;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства и эксплуатации;
- образование и управление отходами на стадии строительства и эксплуатации;
- переселение животных и пересадка редких растений;
- переселение населения из зоны затопления.

#### **7.4.1 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов**

В комплекс мероприятий санитарной подготовки территории входят:

- санитарная очистка территорий населенных пунктов;
- вынос предприятий, снос зданий и сооружений из зоны затопления;
- санитарная очистка и другие мероприятия в местах захоронений и скотомогильников;
- мониторинг водоохраных зон;
- очистка от древесной и кустарниковой растительности.

Санитарная очистка проводится на всей территории, подлежащей постоянному или временному затоплению, подтоплению и берегообрушению. В комплекс работ по санитарной очистке территории входят:

- очистка от мусора и остатков строений;
- вывоз нечистот из уборных и вывоз бытовых отбросов;
- санитарная очистка территории животноводческих объектов;
- очистка территории после переноса промышленных предприятий;
- ликвидация скважин (артезианских, геологоразведочных и др.).

На территории населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления и берегообрушения, подлежат удалению все строения, включая опоры воздушных линий электропередач и связи, мачты, изгороди и др. строения, выступающие над землей более чем на 0,5 м.

В населенных пунктах нечистоты от действующих индивидуальных и общественных уборных, скотных дворов и свалок выбираются и отвозятся в специально оборудованных самосвалах на полигоны отходов, где укладываются в специально подготовленные котлованы.

Очистка зоны водохранилища от древесно-кустарниковой растительности производится в соответствии с санитарными нормами, согласно которым для водохранилищ с коэффициентом водообмена 6 и более очистку от древесно-кустарниковой растительности производят на территории сработки водохранилища от НПУ до отметки на 2 м ниже максимальной сработки с оставлением пней не выше 50 см. Вместе с тем санитарные нормы допускают отказ от очистки от древесно-кустарниковой растительности, если расчетами прогноза подтверждается, что воздействие остающейся под затопление древесины на качество воды будет находиться в пределах нормативных требований.

Для компенсации ущерба, приносимого затоплением и подтоплением земель, необходимо провести следующие мероприятия:

- перенос отдельных участков дорог, наращивание их полотна, крепление откосов, перенос линий связи и электропередачи;
- выработка полезных ископаемых или обеспечение возможности их последующей разработки;
- перенос или защита памятников истории и культуры, а также их обследование и описание;
- возмещение ущерба уничтожения нерестилищ рыб и численности диких животных и птиц.

#### **7.4.2 Отходы, образующиеся при строительстве**

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительно-монтажных работ, будет образовываться большое количество отходов.

Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме (Код отходов по ФККО – 2014 8 22 201 01 21 5):

$$M_6 = \frac{N_6 \cdot q_6}{100\%} \cdot \rho_6 = \frac{6964520 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,4 = 300867,3 \text{ т}, \quad (198)$$

где  $N_6$  – объем бетонных работ, м<sup>3</sup>;

$q_6$  – удельный норматив образования, %;

$\rho_6$  – плотность бетона, т/м<sup>3</sup>.

Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные (код отходов по ФККО – 2014 4 61 010 01 20 5):

$$M_m = \frac{N_m \cdot q_m}{100\%} \cdot \rho_m = \frac{350 \cdot 1}{100\%} \cdot 2 = 7 \text{ т}, \quad (199)$$

где  $N_m$  – количество арматуры, т;

$q_m$  – удельный норматив образования, %

$\rho_m$  – удельный вес арматуры, т/м<sup>3</sup>.

Таким образом в результате строительства будет образовано 300867,3 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 7 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.

#### 7.4.3 Водоохранная зона

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23 ноября 1996 г. №1404 и во исполнение требований Водного кодекса № 74 - ФЗ от 3.06.2006 вокруг водохранилища должна быть установлена водоохранная зона со специальным режимом хозяйственной деятельности.

Все показатели, характеризующие состояние лесного фонда, интенсивность использования лесных ресурсов, уровень состояния лесного и сельского хозяйства определяются в проекте водоохранной зоны по данным лесоустроительных материалов, годовых отчетов лесохозяйственных и сельскохозяйственных предприятий, материалов обследования на ключевых участках территории водоохранной зоны, выполненных в процессе изысканий. В проекте обосновываются границы водоохранной зоны и прибрежной защитной полосы, а также определяется комплекс лесохозяйственных, противоэрозионных и других водоохранно-защитных мероприятий.

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23 ноября 1996 г. №1404 в водоохранной зоне запрещается:

- строительство новых и расширение действующих предприятий и объектов, прямо или косвенно влияющих на санитарно-техническое состояние водохранилища и прилегающих к нему земель;
- размещение животноводческих ферм, птицефабрик, использование в качестве удобрений не обезвреженных навозосодержащих сточных вод;
- размещение складов для хранения горючесмазочных материалов, удобрений и ядохимикатов;
- размещение мест захоронения бытовых и промышленных отходов, скотомогильников, а также других объектов, отрицательно влияющих на качество вод;
- применение авиаопрыскивания лесных угодий ядохимикатами, на которые не установлены предельно-допустимые концентрации;
- разрушение грунтового растительного покрова в пределах береговых уступов и пляжей водохранилища, склонов рек, оврагов, уступов и крутых участков склонов террас и других форм рельефа.

В пределах прибрежной защитной полосы дополнительно к ограничениям, установленным в водоохранной зоне запрещается:

- распашка земель;
- кооперативное и индивидуальное строительство;
- применение ядохимикатов и удобрений;
- организация летних лагерей, водопой и выпас скота;
- устройство стоянок автотранспорта и лодочных причалов за пределами отведенных для этого мест.

На период эксплуатации водохранилища в водоохранной зоне водохранилища в качестве первоочередных мероприятий рекомендуются мероприятия по ведению лесного хозяйства: рубки, ухода, санитарные рубки, охрана лесов от пожара.

#### **7.4.4 Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции**

Для обеспечения нормальной работы оборудования ГЭС требуется применение энергетических масел, что может приводить к попаданию нефтепродуктов в поверхностные воды. Кроме того, для обеспечения собственных нужд предприятия требуется потребление определенного объема воды.

Замасленные стоки ГЭС должны поступать на специальные маслоочистительные установки. В аварийной ситуации (пожар на площади трансформаторов) стоки воды от пожаротушения и масла собираются в специальные емкости – в баки аварийного слива масла.

К категории производственных стоков, не требующих очистки (нормативно-чистые воды), отнесены воды, идущие на охлаждение оборудования, и сточные воды от пожаротушения кабельных помещений. Эти воды не загрязняются в процессе использования и отводятся в нижний бьеф без очистки.

• при эксплуатации ГЭС должно быть обеспечено минимальное отрицательное воздействие на окружающую среду;

• регулирование стока должно производиться в соответствии с утвержденными правилами использования водных ресурсов и правилами эксплуатации водохранилища;

• эксплуатация и обслуживание оборудования и производственной территории должны сопровождаться проведением мероприятий по предотвращению попадания загрязняющих вод в подземные воды и в водный объект (водохранилище, нижний бьеф);

• при эксплуатации технологического флота должно быть обеспечено непопадание загрязняющих веществ в акваторию;

• при выполнении ремонтов (реконструкции) оборудования и гидротехнических сооружений должны соблюдаться природоохранные требования к производству работ и к применяемым материалам.

При эксплуатации гидроэлектростанции должны соблюдаться установленные проектом и уточненные в последующий эксплуатационный период значения нормативов допустимых сбросов масел и других загрязняющих веществ исходя из установленных для водного объекта предельно допустимых концентраций.

Для обеспечения надлежащего эксплуатационного и санитарно-технического состояния территории ГЭС должны быть выполнены, и содержаться в исправном состоянии:

- системы отвода поверхностных и подземных вод со всей территории, от зданий и сооружений (дренажи, канавы, водоотводящие каналы и др.);
- сети водопровода, канализации, дренажа и их сооружения;
- очистные сооружения и устройства;
- противооползневые, противообвальные, противолавинные, противоселевые и берегоукрепительные сооружения;
- контрольные скважины для наблюдения за режимом подземных вод;

Осуществление строительства Гилуюского гидроузла потребует проведения работ по подготовке ложа водохранилища к затоплению, лесорубке и лесоочистке.

В санитарном отношении р. Гилой является слабозагрязненным водотоком. Промышленных предприятий и организованных стоков загрязненных вод в районе водохранилища не имеется.

Ввиду малого количества населения, животноводческих объектов и слабого развития транспорта, количество поступающих загрязнений в воду р. Гилой невелико и при условии соблюдения водоохраных правил не должно вызывать ухудшения качества воды в водохранилище. Перспективное развитие промышленности в бассейне реки, при условии оборудования новых объектов очистными сооружениями не повлияет на качество воды.

Таким образом, для сохранения природы, сохранения памятников культуры, имеющихся на территории строительства Гилуюской ГЭС, с целью нанесения наименьшего вреда окружающей природной среде необходимо провести комплексный мониторинг зоны затопления, рассчитать возможный ущерб экосистеме зоны влияния Гилуюского гидроузла с применением современных методик расчета, максимально учитывая все особенности и уникальность данного региона.

## **8 Технико-экономические показатели**

### **8.1 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации**

#### **8.1.1 Оценка объемов реализации электроэнергии**

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования.

Объемы продаж электроэнергии в прогнозном периоде представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объемов продаж электроэнергии в первые годы эксплуатации.

Год	2022	2023	2024	2025	2026
Установленная мощность, МВт	183	183	183	183	183
Число часов использования установленной мощности	3245	3245	3245	3245	3245
Выработка электроэнергии, МВт·ч	594000	594000	594000	594000	594000
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	2	2	2	2	2
Расходы электроэнергии на собственные нужды, МВт·ч	11880	11880	11880	11880	11880
Объем реализации электроэнергии, МВт·ч	582120	582120	582120	582120	582120
Тариф на электроэнергию, руб./МВт·ч	1077	1110	1143	1175	1206
Выручка от реализации электроэнергии, млн.руб.	626,94	646,15	665,36	684	702
НДС к выручке, млн. руб.	104,49	107,69	110,89	114,00	117,01

Анализируя таблицу, можно сделать вывод о том, что объём выручки увеличивается. Данное явление обусловлено двумя факторами: вводом в эксплуатацию новых производственных мощностей и ростом тарифов на электроэнергию.

#### **8.1.2 Текущие расходы на производство электроэнергии**

Текущие расходы формируются на основании «Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017 - 2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 г. №9) с учетом реализованной электроэнергии.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;

- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Текущими расходами называются затраты, необходимые для организации производственного процесса, создания продукции.

Амортизационные отчисления рассчитаны исходя из среднего срока службы основного оборудования.

Расходы по страхованию имущества приняты в размере (от остаточной балансовой стоимости основных фондов) – 0,08%

Эксплуатационные расходы определяются на 1 МВт установленной мощности и представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Величина, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	46,7016
Прочие расходы	274	50,142
Итого		96,8436

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из стоимости активов. Удельные значения расходов на ремонт оборудования представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт оборудования

Этапы проекта	Величина,%
От 1 до 5 лет	0,06
От 6 до 15 лет	0,09
От 16 до 25	0,14
Свыше 25 лет	0,2

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитаны исходя из тарифов без НДС, по данным единых сценарных условий ПАО «РусГидро» 2017 года. Данные по расходам на услуги регулирующих компаний представлены в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Величина, млн. руб.
ОАО "СО - ЕЭС"	135,38 тыс.руб./МВт	24,77
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб./МВт·ч	1,73
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб./ МВт·ч	0,502
Итого		27

Текущие затраты по гидроузлу с 2022 г. по 2025 г. приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Год	2022	2023	2024	2025
Амортизационные отчисления, млн. руб.	95	100,2	100,45	100,78
Расходы на страхование, млн. руб.	46,35	48	48,28	48,6
Эксплуатационные затраты, млн. руб.	96,84	96,84	96,84	96,84
Расходы на ремонт производственных фондов, млн. руб.	2,9	3	3,017	4,56
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн. руб.	27,01	27,01	27,01	27,01
Налог на воду, млн. руб.	6,95	7,58	7,58	7,58
Итого, млн. руб.	275,06	282,64	283,19	285,38

Из таблицы 8.5 можно увидеть, что текущие затраты по гидроузлу увеличиваются за счет ежегодного увеличения расходов на страхование и ремонт производственных фондов.

Структура текущих затрат по гидроузлу представлены на рисунке 8.1.



Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %

Анализируя график, можно сделать вывод о том, что наибольших затрат требуют амортизационные отчисления и эксплуатационные затраты.

### **8.1.3 Налоговые расходы в первые годы эксплуатации**

Налоговые расходы после окончания строительства проектируемой ГЭС, представляют собой оттоки денежных средств в региональный и федеральный бюджеты в соответствии с налоговым кодексом РФ и включают в себя:

- налог на прибыль – 20% от налогооблагаемой прибыли;
- налог на имущество – 2,2% от остаточной стоимости проекта;
- налог на воду – 4,8 руб. на 1 кВт·ч выработанной электроэнергии;
- налог на добавленную стоимость (НДС) – 20% от добавленной стоимости;
- взносы в социальные фонды – 34% от фонда оплаты труда.

Предполагаемые налоговые расходы за 2031-2035 гг. приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Год	2031	2032	2033	2034	2035
Налог на прибыль, млн. руб.	281,2	289,62	298,08	306,78	315,75
НДС, млн. руб.	275,31	373,61	381,41	389,44	397,75
Взносы в соц. фонды, млн. руб	17,013	17,013	17,013	17,013	17,013
Налог на имущество, млн. руб.	197,89	194,56	191,23	187,91	184,58
Итого	771,40	874,82	887,74	901,16	915,11

Анализируя полученные данные, можно сделать вывод о том, что большую часть налогов составляют НДС (41,8%) и налог на прибыль (34,3%).

Из таблицы 8.6 ежегодно наблюдается рост налоговых расходов за счет увеличения НДС и налога на прибыль.

### **8.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности**

Прибыль является одним из основных показателей эффективности проекта, представляет собой разница между выручкой от продаж электроэнергии и мощности, и затратами на их производство.

Основной формой отражения производственной деятельности гидроэлектростанции по производству электроэнергии является «Отчет о прибылях и убытках».

Данные за первые годы проекта представлена в млн. руб в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Годовая прибыль за первые годы эксплуатации.

Год	2022	2023	2024	2025	2026
Выручка (нетто), млн.руб.	1463,5	1508	1555,6	1598,7	1640,6
Текущие расходы, млн.руб.	275,066	282,644	283,192	285,384	286,194
ЕБИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	1455,9	1500,4	1548	1591,2	1633
ЕБИТ (прибыль до налогообложения), млн.руб.	1174,8	1220,9	1275,9	1320,2	1363,1
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	210,26	244,19	255,18	264,05	272,62
NOPAT (чистая прибыль), млн.руб.	964,55	976,78	1020,7	1056,2	1090,5
Ставка налога на прибыль, %	20	20	20	20	20

По данным таблицы 8.7 видно, что величина чистой прибыли напрямую зависит от величины выручки.

Чистая прибыль активно растет, что позволяет быстро и в больших объемах формировать доходы бюджета и денежные накопления предприятия.

Рост суммы чистой прибыли по проекту представлены на рисунке 8.2.

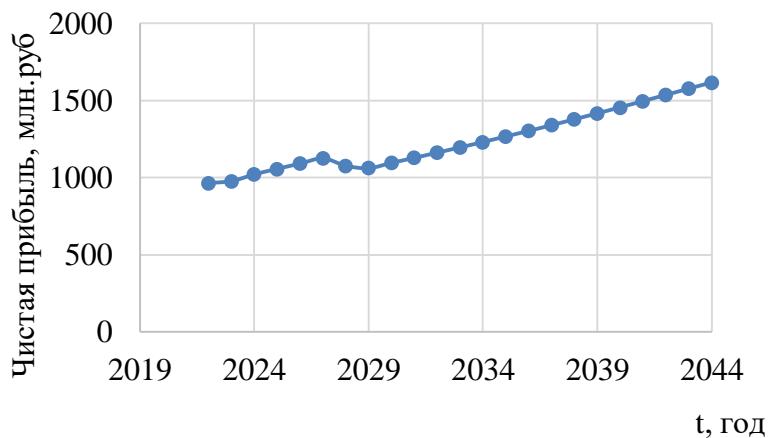


Рисунок 8.2 – Динамика чистой прибыли, млн. руб

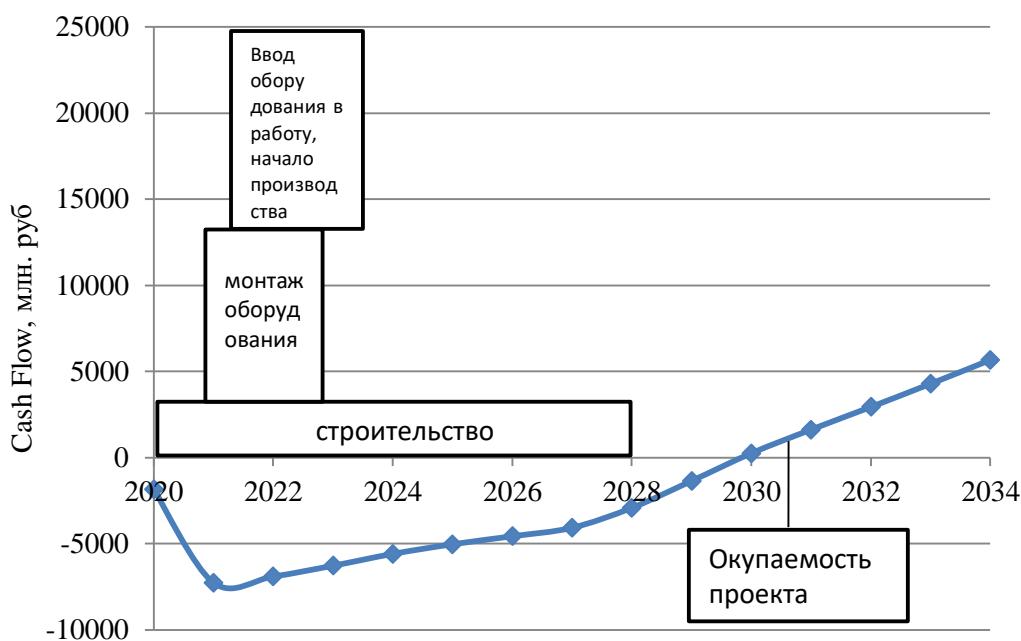


Рисунок 8.3 – Анализ денежных потоков с указанием укрупненных этапов реализации проекта, млн. руб

### 8.3 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 № 9 – «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»).

#### 8.3.1 Методология и исходные данные

Расчет эффективности проекта проводится в соответствии с:

а) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТОЭ и ТОЭ», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г. №155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113 [2].

б) Едиными сценарными условиями ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.

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

- период прогнозирования для Гилюйской ГЭС составляет 25 лет;
- созданная финансовая модель соответствующей реалиям российской экономики.
- предполагается, что в течение времени реализации проекта не будет происходить глобальных изменений существующих правил и законов.

Динамика тарифов на электроэнергию принята в соответствии с ЕСУ, разработанными ПАО «РусГидро». Для определения влияния результатов

осуществления проекта на бюджет рассчитан чистый дисконтированный доход бюджета.

### **8.3.2 Коммерческая эффективность**

Основные показатели коммерческой эффективности реализации проекта сводятся к расчетам показателей эффективности инвестиций, представленных в таблице 8.8.

Доходная часть формируется от продажи электроэнергии и мощности Гилуйской ГЭС.

Таблица 8.8 – Показатели эффективности инвестиций

Ставка дисконтирования, %	11,60
Период окупаемости - РВ, мес	129
Чистый приведенный доход – NPV, млн. руб	203,507151
Индекс прибыльности – PI	1,03
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	11,94
Себестоимость руб./кВт·ч	0,95
Удельные капиталовложения, руб./кВт	66230

Из показателей, которые приведены в таблице 8.8 видно, что период окупаемости составляет 10,8 года, такой срок будет приемлем и не убыточен для проекта.

Также индекс прибыльности больше единицы, что указывает на перспективность развития проектируемой ГЭС.

### **8.3.3 Бюджетная эффективность**

Показатели бюджетной эффективности отображают изменения доходов федерального и регионального бюджета от реализации данного проекта. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений, величина которых показана в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления

Год	2021	2022	2023	2024	2025	2026
В Федеральный бюджет, млн. руб.	13,913	218,462	269,310	278,987	466,475	623,924
В региональный бюджет, млн. руб.	20,698	96,325	106,500	104,785	103,305	102,185
Налоговые поступления, млн. руб.	34,610	314,787	375,810	383,771	569,780	726,108

Как видно из таблицы 8.9 большую часть налоговых поступлений составляют поступления в федеральный бюджет, складывающиеся из водного налога, налога на добавленную стоимость, взносов во внебюджетные фонды и налога на прибыль. Меньшую часть составляют поступления в региональный бюджет, она формируется из налога на имущество.

Происходит постепенный ввод в эксплуатацию новых мощностей, и связанный с этим рост производства электроэнергии, ввиду чего увеличиваются налоговые поступления.

#### 8.4 Анализ чувствительности

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности – метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины прогнозного тарифа к изменениям:

- Ставки налогов;
- Цены сбыта;
- Ставки дисконтирования;

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертизно.

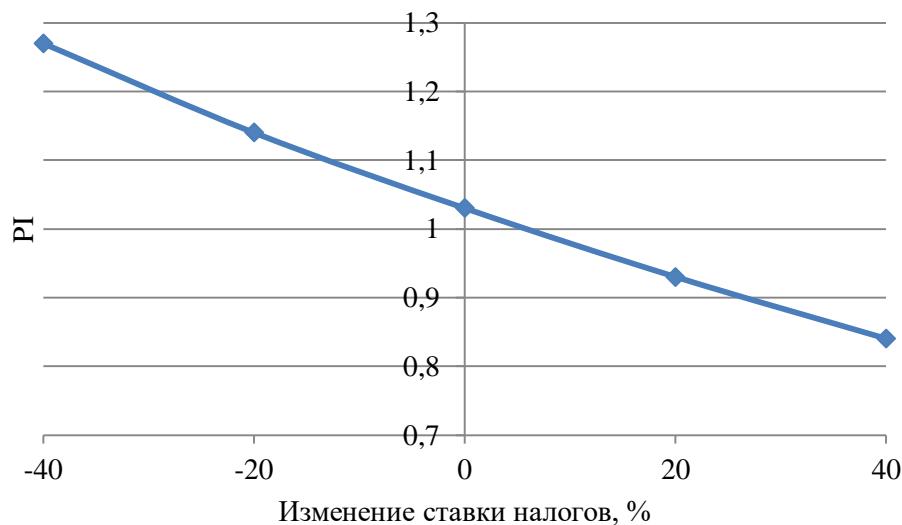


Рисунок 8.4 – Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов

Вывод: Увеличение ставки налогов – уменьшение величины PI.

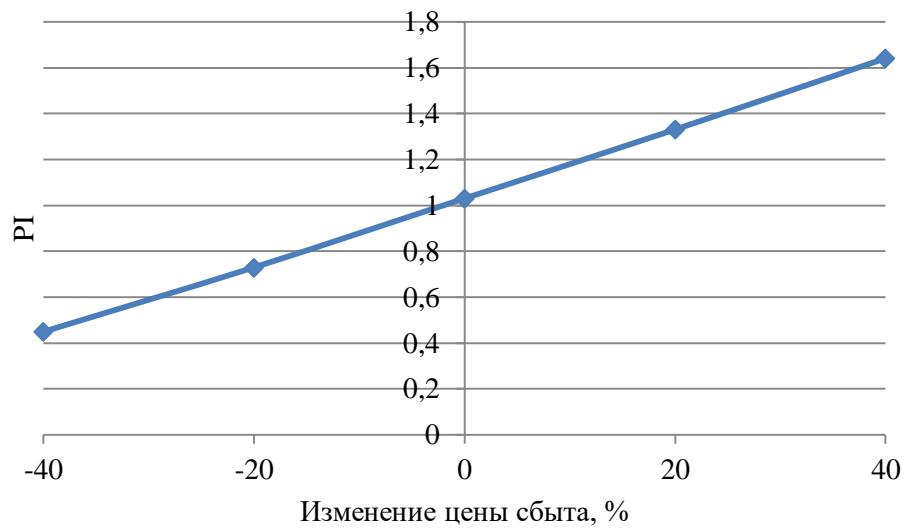


Рисунок 8.5 – Изменение PI в зависимости от изменения цены сбыта

Вывод: Увеличение цены сбыта – увеличение величины PI.

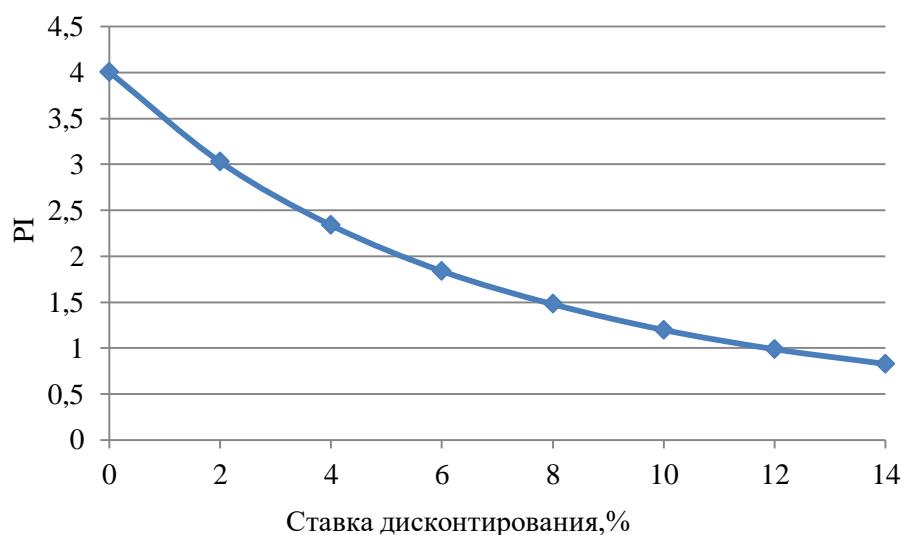


Рисунок 8.6 – Изменение PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Вывод: Увеличение ставки дисконтирования – уменьшение величины PI.

## **9 Гидромеханические защиты гидроагрегата - принцип действия, нормы и требования**

Гидромеханические защиты предназначены для предотвращения механических повреждений гидроагрегата вследствие нарушения нормальной работы отдельных его узлов.

Зашиты действуют либо на сигнал (в случае допустимых отклонений от заданных параметров), либо на останов гидроагрегата (при возникновении опасных повреждений, ведущих к необратимым последствиям).

Срабатывание гидромеханических защит, сигнализируют об отклонении от нормальных параметров работы отдельных узлов и вспомогательных систем гидроагрегата.

На ГЭС при работе гидроагрегатов должен производиться непрерывный контроль за состоянием гидромеханической части гидроагрегата и формирование команд на его автоматическую остановку при возникновении режимов и неисправностей, угрожающих повреждением оборудования.

Находящиеся в эксплуатации гидроагрегаты и вспомогательное оборудование должны быть полностью автоматизированы. Система автоматического управления гидроагрегатом предназначена для реализации функций управления работой основного и вспомогательного оборудования, технологических защит, мониторинга и контроля.

Система автоматического управления и регулирования гидроагрегата обеспечивает автоматический и ручной пуск и останов гидроагрегата, в том числе автоматический аварийный останов, защиту гидроагрегата при неисправности его гидромеханической части, выдачу аварийных и предупредительных сигналов о ненормальных режимах работы гидроагрегата.

Полностью автоматизированными могут считаться гидроагрегаты, пуск и останов которых осуществляются от одного командного импульса, подаваемого дежурным персоналом или управляющими автоматическими устройствами.

Алгоритмы работы защит определяются заводом-изготовителем защищаемого оборудования и действующими нормативными документами. Значения уставок и выдержек времени срабатывания защит определяются заводом-изготовителем защищаемого оборудования и проектной организацией.

Защита и сигнализация обеспечивают своевременное выявление неисправностей в работе оборудования ГЭС, оповещение оперативного персонала об этом и отключение или полный останов гидроагрегата при развитии неисправностей до состояния, угрожающего целостности оборудования.

На ГЭС имеются две системы сигнализации: аварийная и предупредительная. Аварийная сигнализация включается при срабатывании гидромеханических защит, действующих на отключение и останов гидроагрегата. Предупредительная сигнализация действует в случаях срабатывания всех видов гидромеханических защит, не действующих на остановку турбины

Важно своевременно обнаружить неисправности в работе оборудования и принять меры к предотвращению развития аварии. Поэтому необходимо следить за тем, чтобы устройства автоматического управления и контроля всегда были включены в работу.

Условия для эксплуатации и технического обслуживания системы автоматического управления гидроагрегатами ГЭС должны быть изложены в Инструкции по эксплуатации, которая утверждается первым заместителем директора – главным инженером гидроэлектростанции и находится на рабочих местах персонала, обслуживающего САУ ГА и оперативного персонала станции.

## **9.1 Условия работы гидромеханических защит**

Информация с панельного компьютера ПТК АУГ о состоянии ГА передаётся в АСУ ТП верхнего уровня и отображается на АРМ НСС. Предупредительные и аварийные сигналы передаются из ПТК АУГ в АСУ верхнего уровня. В ПТК АУГ загружена программа управления гидроагрегатом и гидромехзащит.

Аварийная остановка задается при возникновении любого из перечисленных условий:

1. При повышении температуры сегментов подшипника генератора;
2. При повышении температуры сегментов подпятника генератора;
3. При снижении давления масла в системе регулирования ниже (аварийно-низкое давление в аккумуляторе МНУ);
4. При снижении уровня масла в аккумуляторе МНУ;
5. При снижении расхода воды на смазку турбинного подшипника;
6. Обрыв троса обратной связи положения НА или РК в ЭГР;
7. Обрыв троса механизма электрической обратной связи МОС регулятора ЭГР;
8. Неисправность регулятора;
9. Срабатывание защиты от разгона 1 ступени при повышении частоты вращения ротора гидроагрегата выше 115%, если направляющий аппарат открыт на величину, больше 40%, а главный золотник не смещен на закрытие;
10. Срабатывание защиты от разгона 2 ступени при повышении частоты вращения ротора гидроагрегата выше 150%;
11. При интенсивном нарастании и превышении аварийно-высоких уровней вибрации контролируемых узлов ГА.
12. Действие дифференциальной защиты генератора;
13. Включение ключа аварийной остановки «Аварийный останов» на панели управления;
14. Включение ключа пожаротушения.

## **9.2 Ступени срабатывания гидромеханических защит**

Гидромеханические защиты делятся на:

1) ГМЗ (Стоп 2, с разгрузкой по активной мощности) должна срабатывать при:

- аварийном повышении температуры вкладышей сегментов подшипника генератора;

- аварийном повышении температуры вкладышей сегментов подшипника турбины;

- аварийном повышении температуры вкладышей сегментов подпятника;

- сводный сигнал от системы термоконтроля програмно-технический комплекс СИС НЕСИ «Аварийное повышение температуры»;

- аварийное повышение температуры сердечника статора;

- аварийное повышение температуры обмоток статора;

- аварийное повышение температуры масла в ванне подпятника;

- аварийное повышение температуры масла в ванне подшипника;

- аварийное повышение температуры масла в ванне направляющего подшипника;

- аварийное повышение температуры воздуха в воздухоохладителе;

- аварийном снижение уровня масла в подшипнике генератора;

- аварийном снижение уровня масла подпятника;

- аварийном снижение уровня масла подшипника турбины;

- аварийном повышение уровня масла подшипника турбины;

- аварийном низком давлении или расходе воды в рабочем уплотнении вала;

- аварийном сигнале от системы виброконтроля в установленвшемся режиме;

- аварийном снижении давления в аккумуляторе маслонапорной установки;

- аварийном снижении уровня масла в аккумуляторе маслонапорной установки;

- аварийно-высокое биение вала турбины;

- аварийно-высокая вибрация от системы виброконтроля;

- аварийном перепаде на сороудерживающих решетках;

- аварийно-низкий расход воды через лабиринтные уплотнения вала;

- другие защиты, по указанию заводов-изготовителей основного оборудования;

2) ГМЗ (Стоп 3) должна срабатывать при:

- аварийно-высокий уровень воды на крышке турбины;

- аварийном затоплении;

- аварийном сигнале от системы пожаротушения;

- неисправности электрогидравлического регулятора (Стоп 3 от програмно-технического комплекса электрогидравлического регулятора);

- срабатывании электрических защит и защит системы возбуждения;

- разгоне I ступени;
- разгоне II ступени;
- аварийном сигнале от противоразгонной защиты;

3) Резервная защита ГМЗ I ступени должна срабатывать, если через заданное время НА не будет закрыт. Защита действует на срабатывание ЗАЗ.

Резервная защита ГМЗ II ступени должна срабатывать, если не сработал ЗАЗ, если через заданное время НА не будет закрыт. Защита действует на сброс АРЗ.

По сигналу «срез пальцев» выполняется нормальный останов гидроагрегата и сброс АРЗ.

Аварийное отключение ВГ происходит при следующих условиях:

- разгоне I ступени;
- разгоне II ступени;
- действие электрических защит и системы возбуждения;
- аварийном высоком уровне воды на крышке турбины;
- аварийном затоплении;
- аварийном сигнале от системы пожаротушения;

4) Сброс АРЗ (Стоп 4) происходит при:

- резервной защите II ступени;
- аварийном высоком уровне воды на крышке турбины;
- аварийном затоплении;
- аварийном сигнале от противоразгонной защиты.

### **9.3 Команды Стоп1, Стоп2, Стоп3 и Стоп4**

При действии гидромеханических защит в зависимости от степени аварии действуют команды Стоп1, или Стоп2, или Стоп3. Рассмотрим более подробно каждую команду.

1) При нормальной остановке ГА происходит автоматическая разгрузка по активной и реактивной мощности, отключение генераторного выключателя, развозбуждение и по команде «Стоп1» формируется команда на закрытие НА. При снижении частоты вращения гидроагрегата до 15% включаются тормоза-домкраты и осуществляется механическое торможение ротора. При оборотах турбины 0% закрываются задвижки ТВС и через заданное время формируется сигнал ГА «Готов к пуску».

2) При аварийной остановке агрегата от гидромеханических защит, при оборотах меньше 115%, формируется команда Стоп2 (быстрой остановки гидроагрегата). По команде «Стоп2» электронный ограничитель в программно-техническом комплексе автоматического регулятора частоты и мощности устанавливается в положение 0%, а механизм пуска-останова в гидромеханической колонке управления устанавливается в положение «Стоп». Направляющий аппарат закрывается до 0%. Гидроагрегат разгружается по активной мощности, одновременно задается разгрузка по реактивной мощности автоматическому регулятору возбуждения. При значении активной мощности

генератора  $P = 0$  МВт или при открытии НА  $<15\%$  и значении реактивной мощности  $Q = 0$  МВАр отключается генераторный выключатель, подается команда на развозбуждение генератора. Далее выдается команда Стоп1.

3) При Аварийной остановке агрегата от гидромеханических защит, при оборотах больше 115% в программно-техническом комплексе автоматического регулятора частоты и мощности формируется команда Стоп3 и передается в программно-технический комплекс технологической автоматики и управления вспомогательным оборудованием. Запоминается аварийное состояние гидроагрегата. По команде Стоп3 включается ЗАЗ и формируется команда на сброс АРЗ. При условии, что частота вращения гидроагрегата  $<115\%$ , формируется команда Стоп 2. Направляющий аппарат закрывается до 0%. Гидроагрегат разгружается по активной мощности, одновременно задается разгрузка по реактивной мощности автоматическому регулятору возбуждения. При значении активной мощности генератора  $P=0$  МВт или при открытии НА  $<15\%$  и значении реактивной мощности  $Q= 0$  МВар отключается генераторный выключатель, подается команда на развозбуждение генератора. Далее выдается команда Стоп1.

4) При Аварийной остановке агрегата от гидромеханических защит происходит сброс АРЗ по команде Стоп4.

#### **9.4 Проверка работы гидромеханических защит**

Периодическое опробование гидромеханических защит производится согласно утвержденной программы и заводских инструкций в период текущих и капитальных ремонтов гидроагрегата до заполнения проточной части.

Имитация срабатывания защиты производится путем закорачивания соответствующих клемм в шкафах управления и клеммных коробках. Опробование совместной работы технологических и электрических защит агрегата производится в строгом соответствии с программой испытаний. По окончанию опробований делается запись в журнале ремонтов оборудования.

#### **9.5 Назначение САУ ГА**

Система автоматического управления гидроагрегатом (САУ ГА) предназначена для реализации функций управления работой основного и вспомогательного оборудования, технологических защит, мониторинга и контроля. САУ ГА обеспечивает:

- контроль готовности находящегося в резерве гидроагрегата к автоматическому пуску;
- автоматический нормальный пуск или перевод гидроагрегата в генераторный режим с включением в сеть методом точной автоматической синхронизации;
- ручной пуск агрегата и включение в сеть методом точной ручной синхронизации;

- пуск и перевод гидроагрегата в режим ХХТ;
- пуск и перевод гидроагрегата в режим ХХГ;
- автоматическую нормальную остановку гидроагрегата;
- аварийную остановку гидроагрегата;
- перевод агрегата из одного режима в другой;
- управление пожаротушением генератора;
- контроль за основными параметрами гидротурбины;
- защиту гидроагрегата при неисправности его гидромеханической части;
- выдачу аварийных и предупредительных сигналов о ненормальных режимах работы гидроагрегата и его вспомогательных механизмов в систему сигнализации;

Система автоматического управления гидротурбиной состоит из:

- Электрогидравлического регулятора скорости/мощности;
- Маслонапорной установки;
- Системы автоматики гидротурбины;
- Системы аварийного закрытия НА.

САУ ГА выполнена на базе программно-технического комплекса автоматического управления гидроагрегатом (ПТК АУГ)

## 9.6 Контроль нормального состояния оборудования

Оборудование САУ ГА находится в оперативном управлении НСС ГЭС.

В нормальном режиме не должно быть предупредительных и аварийных сигналов на панельном компьютере ПТК АУГ.

Положение переключающих устройств должно соответствовать режиму работы оборудования и меткам нормального положения переключающих устройств, расположенных в ПТК АУГ.

Осмотр оборудования САУ ГА должен осуществляться:

- ежедневно (один раз в смену) оперативным персоналом с фиксацией в оперативном журнале;
- еженедельно (один раз в неделю) персоналом участка СТСУ с фиксацией в журнале обходов и осмотров оборудования.

Оперативному персоналу необходимо обеспечить контроль технического состояния гидроагрегатов после пусков и остановов по параметрам рабочих ведомостей, формируемым автоматически после включения В-Г ( $t=0$  мин, 15 мин, 30 мин, 1ч, 2ч, 4ч, 6ч) и после остановки ГА (по факту формирования сигнала «Готовность к пуску»,  $t=0$ ).

В составе элементов управления и индикации ПТК АУГ имеются кнопки и ключи управления, светодиоды световой сигнализации, относящиеся к гидромеханическим защитам:

Кнопка «Деблокировка защит» - для деблокирования гидромехзащит, после выявления и устранения причины аварии;

Светодиод «Авария» - сигнализирует об аварийном состоянии гидроагрегата. Загорается при срабатывании гидромехзащит гидроагрегата.

Светодиод «Неисправность элементов ПТК АУГ» - сигнализирует о неисправности в ПТК АУГ.

## **9.7 Общие требования**

При неисправности какой-либо из защит производится остановка гидроагрегата по распоряжению начальника смены станции с обязательным уведомлением технического руководителя (ГИ), персонала участка СРЗАиМ ГЭС и оформляется записью в оперативной документации.

Вывод из работы исправных технологических защит не допускается.

Все случаи срабатывания защит, а также их отказов учитываются, а причины и виды неисправностей анализируются.

Перед пуском защищаемого оборудования после его капитального и среднего ремонта, а также после проведения ремонта в цепях технологических защит проверяется исправность и готовность защит к включению путем опробования на сигнал каждой защиты и действия защит на все исполнительные устройства.

Специальные средства фиксации работы защит, включая регистраторы событий, должны находиться во включенном состоянии в течение всего времени работы защищаемого оборудования.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В дипломном проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры Гилуйской ГЭС на реке Гилуй, являющейся сооружением II класса.

В ходе водно-энергетических расчетов была рассчитана установленная мощность, равная 183 МВт и среднемноголетняя выработка 594 млн. кВт·ч.

Было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

- максимальный – 53 м;
- расчетный – 43,4 м;
- минимальный – 30,3 м.

По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с тремя гидротурбинами ПЛ60-В-475.

По справочным данным для выбранной турбины с синхронной частотой вращения 166,7 об/мин был подобран серийный гидрогенератор СВ - 780/137-36 с номинальной активной мощностью 63 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с одиночными блоками и принята схема распределительного устройства с двумя системами сборных шин. По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы: ТДЦ-80000/220, трансформаторы общестанционных собственных нужд: ТСЗГЛ 1000/10/0,4, для ВЛЭП – сталеалюминиевые провода марки АС–300/48.

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ. Компоновка гидроузла была принята приплотинная.

В состав сооружений входят:

- водосбросная бетонная плотина с поверхностным водосливом практического профиля;
- левобережная глухая бетонная плотина;
- станционная часть бетонной плотины;
- правобережная глухая бетонная плотина.

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

- ширина подошвы – 39,2 м;
- отметка подошвы водосливной плотины – 409 м;
- число водосливных отверстий – 2;
- отметка гребня – 468,6 м;
- ширина гребня – 13 м.

Для гашения кинетической энергии водного потока, пропускаемого через водосливную плотину, применяется водобойный колодец.

Во избежание недопустимо больших напряжений, появляющихся при неравномерных осадках основания и при температурных деформациях, в различных частях тела бетонной плотины, она разделена на секции постоянными температурно-осадочными швами.

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основных нагрузках. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,28 для основных нагрузок (нормативное значение для сооружений II класса – 1,20). Таким образом, плотина Гилюйского гидроузла отвечает требованиям надежности. При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Плотина отвечает всем требованиям, предусмотренными СНиП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГТС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

- срок окупаемости – 10,8 лет;
- себестоимость – 0,95 руб/кВт·ч;
- удельные капиталовложения – 66230 руб./кВт.

Таким образом, строительство Гилюйского гидроузла в настоящее время является обоснованным, в том числе с точки зрения экономических показателей.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СП 14.13330.2011 Строительство в сейсмичных районах. Актуализированная редакция СНиП II-7-81\*. – Введ. 20.05.2011. – Москва: ОАО ЦПП, 2012. – 80 с.
2. СП 40.13330.2012 Плотины бетонные и железобетонные. Актуализированная редакция СНиП 2.06.06-85. – Введ. 01.01.2013. – Москва: ОАО ЦПП, 2012. – 67 с.
3. Затеева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затеева, Б. И. Силаев. – Саяногорск: СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
4. Васильев, Ю. С. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть): учебное пособие / Ю. С. Васильев, Г. А. Претро. – Ленинград: ЛГТУ, 1991. – 80 с.
5. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие : в 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва: Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
6. ГОСТ 8339-84 Установки маслонапорные для гидравлических турбин. Технические условия. – Введ. 01.07.1985 – Москва: Стандартинформ, 2008. – 8 с.
7. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – Изд. 4-е, перераб. и доп. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
8. СТ О 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 30.07.2012 – Москва: Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 307 с.
9. Прошин, А. С. Монтажные краны электростанций: учебное пособие для вузов / А. С. Прошин. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва: Машиностроение, 1973. – 248 с.
10. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей : учебное пособие для вузов / Д. Л. Файбисович. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва : Издательство НЦ ЭНАС, 2012. – 314 с.
11. СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.
12. ГОСТ 2.755-87 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Устройства коммутационные и контактные соединения. – Введ. 01.01.1988. – Москва: ИПК Издательство стандартов, 1998. – 7 с.
13. ГОСТ 2.722-68\* Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Машины электрические. - Введ. 01.01.1971. – Москва: Стандартинформ, 2008. – 15 с.

14. Каталог «Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения класса напряжения 110кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский трансформатор». – Режим доступа: <http://www.transformator.com>
15. Кузнецов, Д. А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование: учебное пособие для вузов / Д. А. Кузнецов, И. Ю. Погоняйченко. – Красноярск: СФУ, 2007. – 232 с.
16. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта. – Введ. 06.12.2007 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 20 с.
17. Каталог «Трансформаторы ТСЗФ, ТСЗ, ТСЗФС, ТСЗС, ТСЗУ трехфазные сухие, в т.ч. повышенной пожаробезопасности, класса напряжения 6 - 20 кВ, в т.ч для собственных нужд подстанций» [Электронный ресурс] // Компания «Электrozавод». – Режим доступа: <http://www.elektrozavod.ru/>.
18. Каталог «Продукция компании» [Электронный ресурс] // ЗАО группа компаний «ЭлектроЩит». – Режим доступа: <http://www.electroshield.ru>.
19. Правила устройства электроустановок: изд. 7. – Москва: ДЕАН, 2013. – 706 с.
20. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Полимер Аппарат». – Режим доступа: <http://polymer-apparat.ru>.
21. Каталог «Оборудование воздушных линий 110 кВ» [Электронный ресурс] // «Конденсатор». – Режим доступа: <http://www.kondensator.su>.
22. СП 38.13330.2012 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82\*. – Введ. 01.01.2013 – Москва: ОАО ЦПП, 2011. – 112 с.
23. Киселев, П. Г. Справочник по гидравлическим расчетам/ П. Г. Киселев. – Москва: Энергия, 1974.-312 с.
24. Большаков, В. А. Справочник по гидравлике: учебное пособие для вузов / В. А. Большаков, Ю. М. Константинов, В. Н. Попов, В. Ю. Даденков. – Киев : Головное издательство издательского объединения «Вища школа», 1977. – 280 с.
25. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 111 с.
26. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 40 с.
27. СП 41.13330.2012 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.06.08-87. – Введ. 01.01.2013 – Москва: ОАО ЦПП, 2012. – 69 с.
28. Гидротехнические сооружения. Часть 2: учебник для вузов / Л. Н. Рассказов [и др.]. – Москва: Издательство Ассоциаций строительных вузов, 2008. – 528 с.

29. Об утверждении Положения о СУОТ [Электронный ресурс]: распоряжение РАО ЕЭС России от 14.01.98 № 5р // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

30. ПОТР М-016-2013 РД 153-34.0-03.150-00. Межотраслевые правила по охране труда (Правила безопасности) при эксплуатации электроустановок [Электронный ресурс]: от 24.07.2013 N 328н // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

31. РД 153.-34.0-03.301-00. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий [Электронный ресурс] : от 21.12.99 N 20/2-3/3806 // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

32. Об охране окружающей среды [Электронный ресурс] : федер. закон от 10.01.2002 N 7-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

33. Об охране атмосферного воздуха [Электронный ресурс] : федер. закон от 04.05.1999 N 96-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

34. Об отходах производства и потребления [Электронный ресурс]: федер. закон от 24.06.1998 N 89-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

35. О животном мире [Электронный ресурс]: федер. закон от 13.12.1996 N 52-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

36. Об особо охраняемых природных территориях [Электронный ресурс]: федер. закон от 14.03.1995 N 33-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

37. О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения [Электронный ресурс]: федер. закон от 30.03.1999 N 52-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

38. О безопасности гидroteхнических сооружений [Электронный ресурс]: федер.закон от 23.12.2003 N 186-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

39. Об экологической экспертизе [Электронный ресурс]: федер.закон от 16.05.2008 N 75-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

40. О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов [Электронный ресурс]: федер.закон от 06.12.2007 N 333-ФЗ// Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

41. Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2012-2037гг.. – Введ. 31.03.2008 – Москва: «РусГидро», 2008 – 14 с.

42. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике. – Введ. 07.02.2000 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2010 – 58 с.

43. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО. – Введ. 31.03.2008 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 – 58 с.

44. Каталог «Провод алюминиевый неизолированный» [Электронный ресурс] // ООО «ЭлектроКомплект Сервис». – Режим доступа: <http://www.e-kc.ru>.

45. Каталог «Трансформаторы тока» [Электронный ресурс] // Торговая компания «Энергооборудование». – Режим доступа: <http://www.profenergo1.energoportal.ru>.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А Водно-энергетические расчеты

Таблица А.1- Режим работы проектируемой ГЭС в маловодном году (I итерация)

Месяцы	Q полез. м <sup>3</sup> /с	Qн.б. м <sup>3</sup> /с	Q вдхр м <sup>3</sup> /с	Q ГЭС м <sup>3</sup> /с	Q х.сбр. м <sup>3</sup> /с	Q BXK м <sup>3</sup> /с	V нач. км <sup>3</sup>	dV, км <sup>3</sup>	V кон., км <sup>3</sup>	Z нач. ВБ, м	Z кон. ВБ, м	Zср. ВБ, м	Z НБ, м	H, м	N гэс, МВт	N гар., МВт
XI	31,7	140,7	108	139,7	0	96	5,040	0,29	4,751	465,00	463,95	464,48	412,28	51,65	63	63
XII	10,8	141,8	130	140,8	0	96	4,751	0,35	4,403	463,95	462,68	463,32	412,29	50,48	63	63
I	0,3	146,3	145	145,3	0	96	4,403	0,39	4,014	462,68	460,85	461,76	412,32	48,89	63	63
II	0,9	154,9	153	153,9	0	96	4,014	0,41	3,604	460,85	458,27	459,56	412,39	46,62	63	63
III	0,4	96	95	95	0	96	3,604	0,25	3,351	458,27	456,32	457,29	411,91	44,83	37	по BXK
IV	4,5	96	91	95	0	96	3,351	0,24	3,109	456,32	454,22	455,27	411,91	42,81	36	по BXK
V	226	96	-131	95	0	96	3,109	-0,35	3,459	454,22	457,19	455,70	411,91	43,24	36	по BXK
VI	855	96	-760	95	0	96	3,459	-2,04	5,495	457,19	466,37	461,78	411,91	49,32	41	по BXK
VII	222	96	-127	95	0	96	5,495	-0,34	5,835	466,37	467,62	467,00	411,91	54,53	46	по BXK
VIII	124	96	-29	95	0	96	5,835	-0,08	5,913	467,62	467,91	467,77	411,91	55,30	46	по BXK
IX	138	96	-43	95	0	96	5,913	-0,12	6,028	467,91	468,35	468,13	411,91	55,67	47	по BXK
X	99	96	-4	95	0	96	6,028	-0,01	6,039	468,35	468,39	468,37	411,91	55,91	47	по BXK

Продолжение приложения А

Таблица А.2- Режим работы проектируемой ГЭС в маловодном году (II итерация)

Месяцы	Q полез. м <sup>3</sup> /с	Qн.б. м <sup>3</sup> /с	Q вдхр м <sup>3</sup> /с	Q ГЭС м <sup>3</sup> /с	Q х.сбр. м <sup>3</sup> /с	Q BXK м <sup>3</sup> /с	V нач, км <sup>3</sup>	dV, км <sup>3</sup>	V кон., км <sup>3</sup>	Z нач. ВБ, м	Z кон. ВБ, м	Zср. ВБ, м	Z НБ, м	H, м	N гэс, МВт	N гар., МВт
XI	31,7	202,7	170	202	0	96	5,040	0,46	4,585	465,00	463,38	464,19	412,74	50,90	90	90
XII	10,8	235,8	224	235	0	96	4,585	0,60	3,985	463,38	460,68	462,03	412,96	48,52	100	100
I	0,3	254,3	253	253	0	96	3,985	0,68	3,307	460,68	455,96	458,32	413,08	44,69	100	100
II	0,9	264	262	263	0	96	3,307	0,70	2,605	455,96	449,33	452,64	413,14	38,95	90	90
III	0,4	96	95	95	0	96	2,605	0,25	2,352	449,33	446,72	448,02	411,91	35,56	30	по BXK
IV	4,5	96	91	95	0	96	2,352	0,24	2,110	446,72	444,22	445,47	411,91	33,01	28	по BXK
V	226	96	-131	95	0	96	2,110	-0,35	2,460	444,22	447,84	446,03	411,91	33,57	28	по BXK
VI	855	96	-760	95	0	96	2,460	-2,04	4,496	447,84	463,05	455,44	411,91	42,98	36	по BXK
VII	222	96	-127	95	0	96	4,496	-0,34	4,836	463,05	464,24	463,64	411,91	51,18	43	по BXK
VIII	124	96	-29	95	0	96	4,836	-0,08	4,914	464,24	464,49	464,36	411,91	51,90	43	по BXK
IX	138	96	-43	95	0	96	4,914	-0,12	5,029	464,49	464,85	464,67	411,91	52,21	44	по BXK
X	99	96	-4	95	0	96	5,029	-0,01	5,040	464,85	465,00	464,93	411,91	52,46	44	по BXK

## Продолжение приложения А

Таблица А.3- Режим работы проектируемой ГЭС в средневодном году по мощностям.

Месяцы	Q полез. м <sup>3</sup> /с	Qн.б. м <sup>3</sup> /с	Q вдхр м <sup>3</sup> /с	Q ГЭС м <sup>3</sup> /с	Q BXK м <sup>3</sup> /с	V нач, км <sup>3</sup>	dV, км <sup>3</sup>	V кон, км <sup>3</sup>	Z нач. ВБ, м	Z кон. ВБ, м	Zср. ВБ, м	Z НБ, м	H, м	N гэс, МВт	Эгэс, млн.кВт.ч	N гар., МВт
XI	30,5	120	168	198,5	96	5,040	0,45	4,590	465,00	463,40	464,20	412,11	51,54	90	65	90
XII	10,3	235,3	224	234,3	96	4,590	0,60	3,990	463,40	460,71	462,06	412,96	48,55	100	74	100
I	2,1	255,1	252	254,1	96	3,990	0,67	3,315	460,71	456,02	458,37	413,08	44,74	100	74	100
II	0,9	261,9	260	260,9	96	3,315	0,70	2,619	456,02	449,46	452,74	413,13	39,07	90	60	90
III	0,6	106,46	104,86	105,46	96	2,619	0,28	2,338	449,46	446,57	448,02	412,00	35,47	33	24	BXK
IV	5	96	90	95	96	2,338	0,24	2,097	446,57	444,22	445,40	411,91	32,93	28	20	BXK
V	517	205	-313	204	96	2,097	-0,84	2,935	444,22	452,60	448,41	412,75	35,11	63	47	BXK
VI	873	218	-656	217	96	2,935	-1,76	4,692	452,60	463,76	458,18	412,84	44,79	86	62	BXK
VII	278	180	-99	179	96	4,692	-0,27	4,957	463,76	464,62	464,19	412,58	51,06	80	60	BXK
VIII	120	106	-15	105	96	4,957	-0,04	4,998	464,62	464,75	464,69	412,00	52,14	48	36	BXK
IX	133,6	119,6	-15	118,6	96	4,998	-0,04	5,038	464,75	464,88	464,82	412,11	52,16	54	39	BXK
X	95,86	96	-0,86	95	96	5,038	0,00	5,040	464,88	465,00	464,94	411,91	52,48	44	33	BXK
Эср.многол. = 594 млн. кВт*ч																

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б Параметры и характеристики гидротурбины

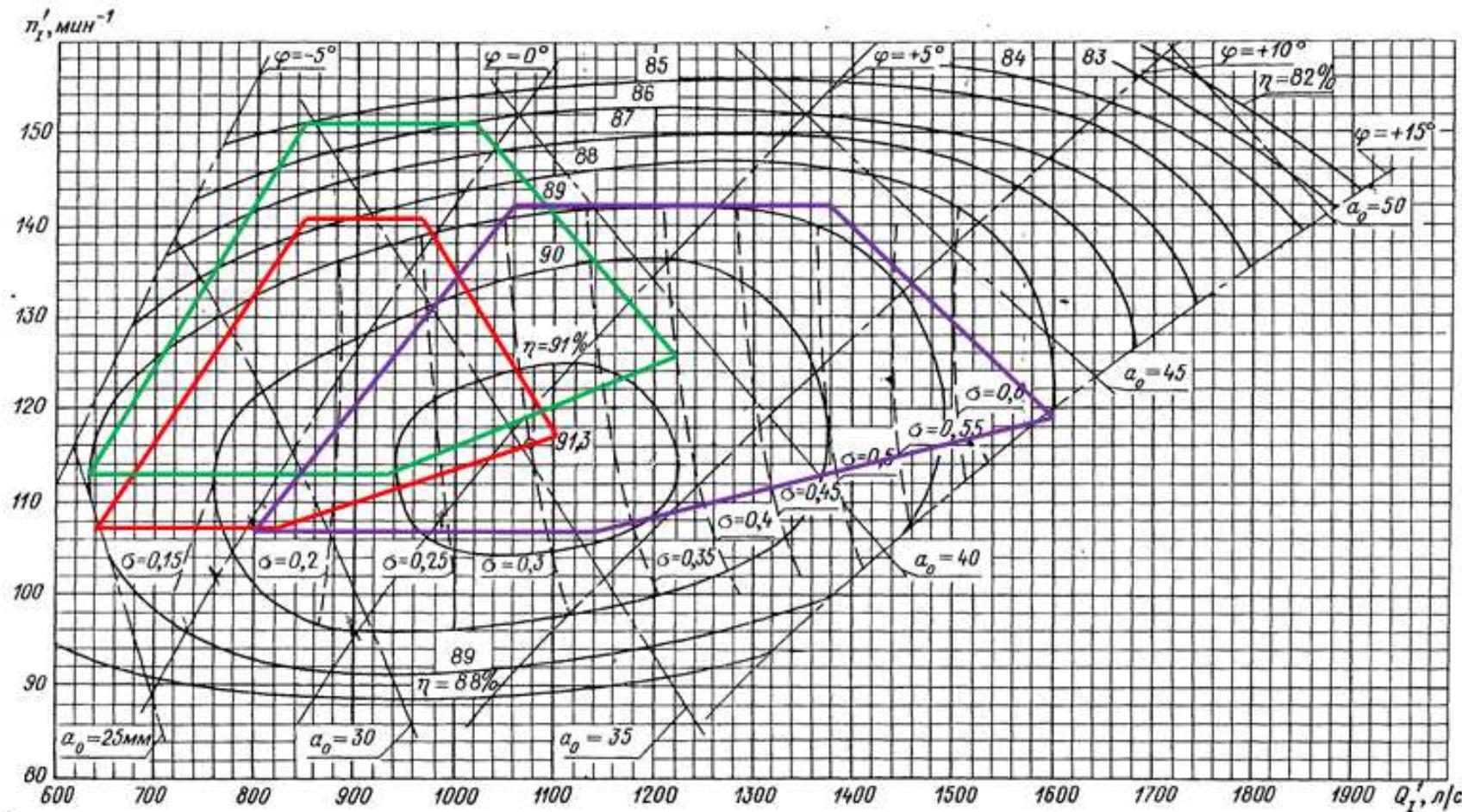


Рисунок Б.1 – Главная универсальная характеристика с обозначенной рабочей зоной для гидротурбин ПЛ 60-В-475(красный), ПЛ 60-В-450(зеленый), ПЛ 60-В-400(фиолетовый).

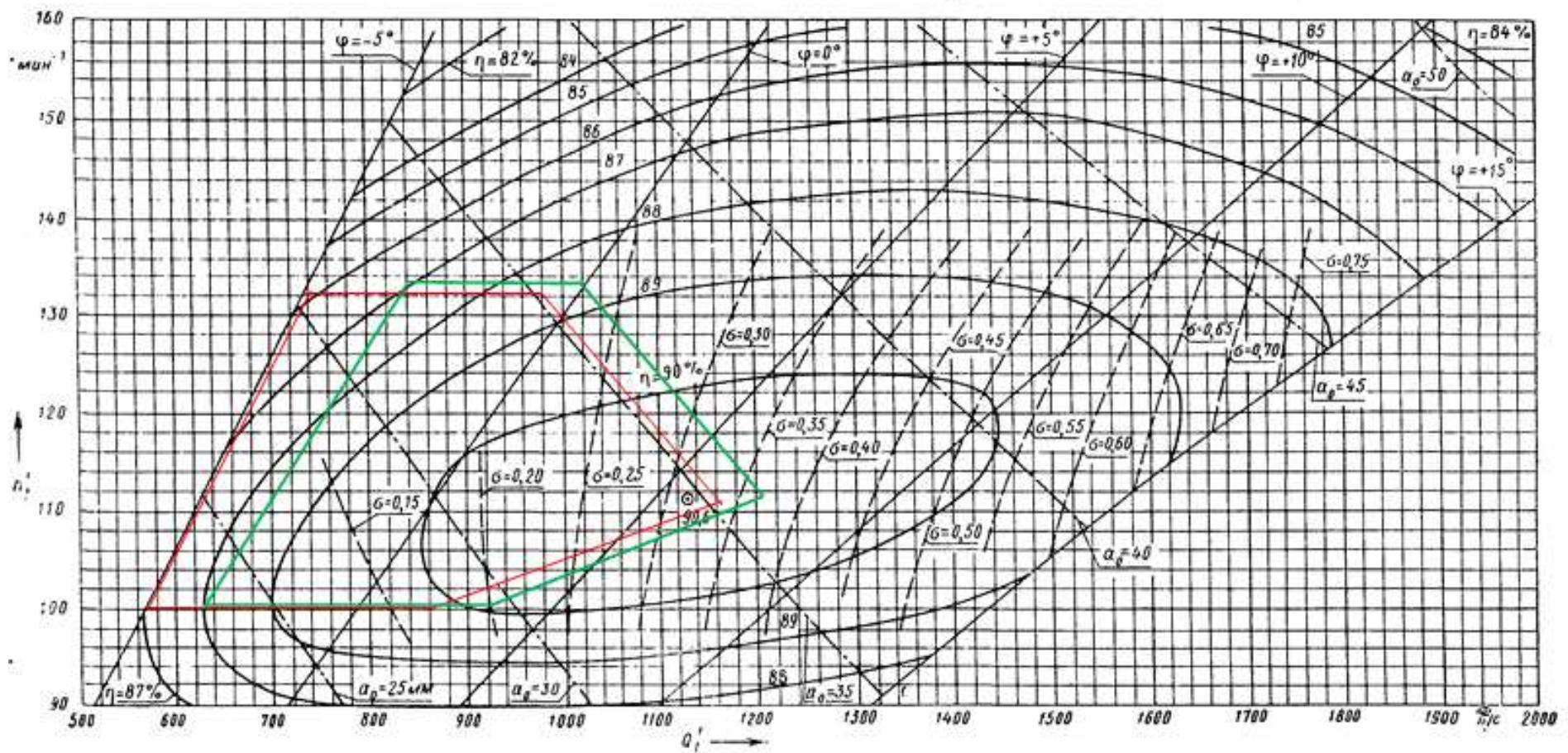


Рисунок Б.2 – Главная универсальная характеристика с обозначенной рабочей зоной для гидротурбин ПЛД 60-475(красный), ПЛД 60 - 400(зеленый).

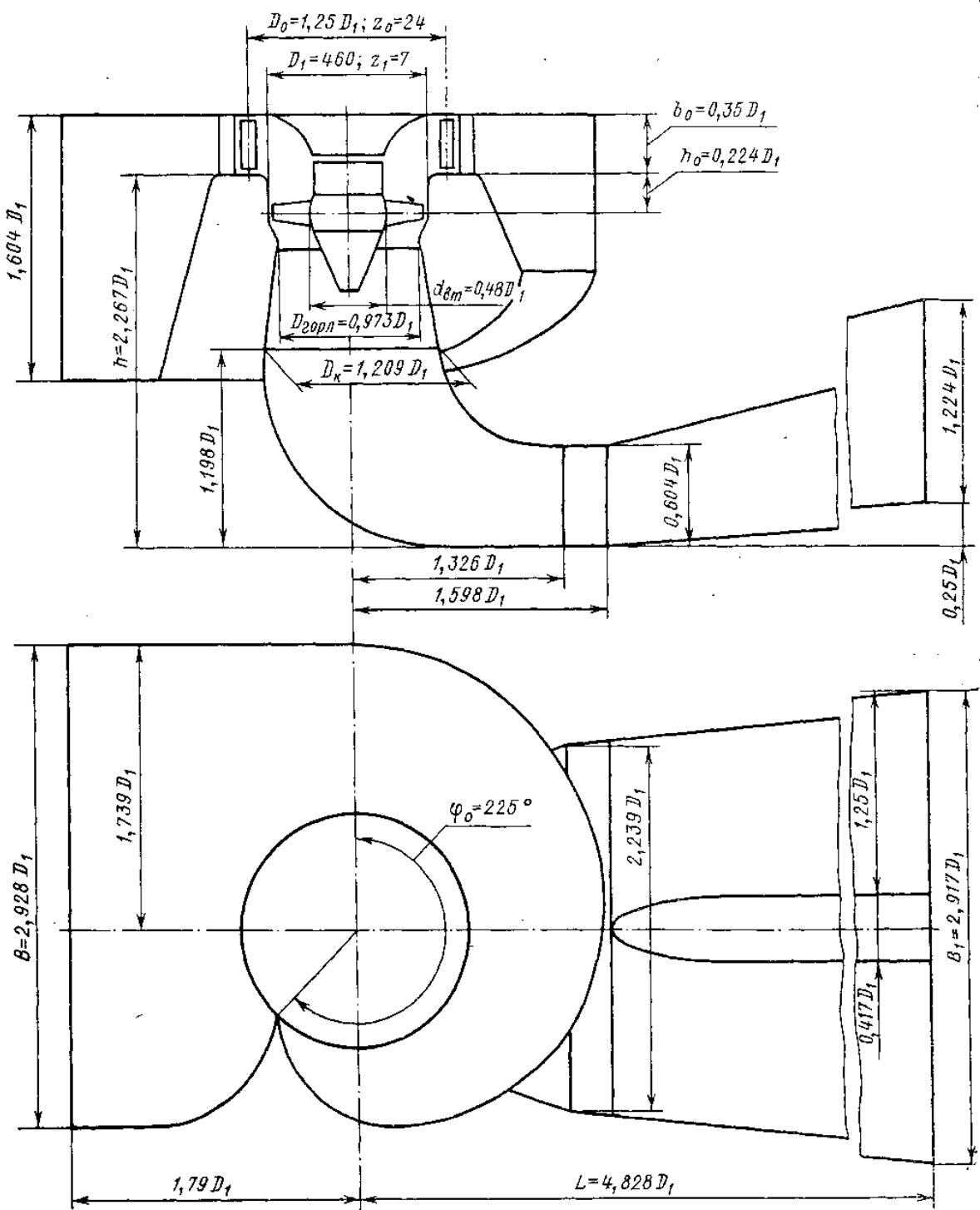


Рисунок Б.3 – Проточная часть гидротурбины ПЛ60-В-475

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

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

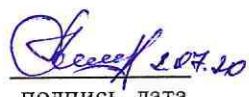
УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
  
А.А. Ачитаев  
«2» 07 2020г.

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.02.03 – Электроэнергетика и электротехника

### ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГИЛЮЙСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ГИЛЮЙ. ГИДРОМЕХАНИЧЕСКИЕ ЗАЩИТЫ ГИДРОАГРЕГАТА – ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ, НОРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ

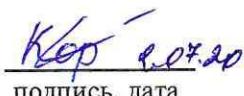
Руководитель

  
подпись, дата

Заместитель начальника Службы  
РЗА и метрологии  
Филиала ПАО «РусГидро»  
«Саяно-Шушенская ГЭС  
имени П.С. Непорожнегого»  
должность

А.Н. Сивцов  
инициалы, фамилия

Выпускник

  
подпись, дата

Т.А. Корнеева  
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Гилюрской ГЭС на реке Гилюр. Гидромеханические защиты гидроагрегата – принцип действия, нормы и требования».

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчёты

Зад 25.06.20 Е.Ю.Замеев  
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

Реф.закл. № В.Расеинский  
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

Мир 2020 А.Г.Бибиков  
подпись, дата инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

Иль. Н.В.Широков  
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

Байтюзъ В.Б.Задеев  
подпись, дата инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

РД М.Радченко  
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

Мир 2020 Ладогаш В.А.  
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

Мир 02.07.20 В.В.Лапаев  
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер

Юн 02.07.20 А.А.Чабанда  
подпись, дата инициалы, фамилия