

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  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ АМУРСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ЗЕЯ. ОЦЕНКА  
ПОТЕРЬ ВОДЫ НА ГИДРОУЗЛАХ И МЕТОДЫ ИХ СНИЖЕНИЯ**

Доцент кафедры ГГЭЭС

Руководитель \_\_\_\_\_

подпись, дата

СШФ СФУ \_\_\_\_\_

должность, ученая степень

В.И. Татарников

инициалы, фамилия

Выпускник \_\_\_\_\_

подпись, дата

К.Л. Потехина

инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки 2020

## СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ АМУРСКОЙ ГЭС .....	5
ВВЕДЕНИЕ .....	7
1 Общая часть .....	8
1.1 Природные условия .....	8
1.1.1 Климат .....	8
1.1.2 Гидрологические данные .....	8
1.1.3 Инженерно-геологические условия .....	10
1.2 Энергоэкономическая характеристика района .....	10
1.3 Аналоги проектируемого гидроузла .....	10
2 Водно-энергетические расчеты .....	11
2.1 Регулирование стока воды .....	11
2.1.1 Определение максимальных расчётных расходов .....	11
2.1.2 Кривые обеспеченности расходов .....	12
2.1.3 Выбор расчётного маловодного и средневодного года .....	13
2.2 Определение установленной мощности на основе водноэнергетических расчётов .....	14
2.2.1 Перераспределение стока маловодного года .....	14
2.2.2 Водноэнергетические расчёты по условию маловодного года .....	15
2.2.3 Определение установленной мощности ГЭС .....	17
2.2.4 Водноэнергетические расчёты по условию средневодного года .....	17
2.3 Баланс мощности и энергии .....	18
2.3.1 Баланс энергии Красноярской энергосистемы .....	18
2.3.2 Баланс мощности Амурской энергосистемы .....	18
3 Основное и вспомогательное оборудование .....	19
3.1 Выбор числа и типа агрегатов .....	19
3.1.1 Построение режимного поля .....	19
3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам .....	21
3.2 Гидротурбины и их проточная часть .....	26
3.2.1 Определение отметки установки рабочего колеса турбины .....	26
3.2.2 Выбор конструктивной схемы компоновки гидротурбины .....	27
3.2.3 Определение геометрических размеров проточной части гидротурбины ПЛД60-В60°-600 .....	27
3.2.3 Расчет вала на прочность .....	28
3.2.4 Расчет подшипника .....	29
3.2.5 Выбор типа МНУ и колонки управления .....	29
3.3 Гидрогенераторы .....	29
3.4 Подъёмно-транспортное оборудование .....	30
4 Электрическая часть .....	31
4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений .....	31
4.2 Главные повышающие трансформаторы .....	32
4.2.1 Выбор блочных трансформаторов высшего напряжения для схемы с простыми блоками .....	32

4.2.2	Выбор трансформаторов собственных нужд .....	34
4.3	Распределительное устройство .....	34
4.3.1	Выбор количества отходящих воздушных линий.....	34
4.3.2	Выбор схемы РУ ВН.....	35
4.4	Электротехническое оборудование .....	36
4.4.1	Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в РУ ВН в программном комплексе «RASTR WIN 3» .....	36
4.4.2	Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима .....	38
4.4.3	Выбор и проверка аппаратов 220 кВ .....	39
4.4.4	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 13,8 кВ.....	41
5	Устройства РЗиА .....	42
5.1	Перечень защит основного оборудования.....	42
5.2	Описание защит и расчет их уставок .....	44
5.2.1	Продольная дифференциальная защита генератора .....	44
5.2.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора.....	46
5.2.4	Защита от повышения напряжения.....	49
5.2.5	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий .....	49
5.2.6	Дистанционная защита генератора .....	53
5.2.7	Защита ротора от перегрузки .....	56
5.2.8	Защита от симметричных перегрузок( $I_1$ ) .....	57
6	Компоновка и сооружения гидроузла .....	60
6.1	Проектирование сооружений напорного фронта .....	60
6.1.1	Обоснование класса ГТС.....	60
6.2	Гидравлические расчеты.....	62
6.2.1.	Определение ширины водосливного фронта .....	62
6.2.2.	Определение отметки гребня водослива .....	63
6.2.3	Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае .....	65
6.2.4	Построение профиля водосливной грани.....	66
6.2.5	Расчет резервного, глубинного водосброса .....	67
6.2.6	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе за основным эксплуатационном водосбросом.....	68
6.2.7	Расчет дальности отлёта струи и ямы размыва.....	68
6.3	Конструирование плотины .....	70
6.3.1	Определение ширины подошвы плотины .....	70
6.3.2	Разрезка бетонной плотины швами .....	72
6.3.3	Быки.....	73
6.3.4	Дренаж тела бетонной водосливной плотины .....	73
6.3.5	Галереи в теле плотины .....	74
6.3.6	Конструирование отдельных элементов подземного контура .....	74
6.4	Устройство нижнего бьефа.....	75
6.5	Определение основных нагрузок на плотину.....	75

6.5.1 Вес сооружения.....	76
6.5.2 Сила гидростатического давления воды .....	76
6.5.3 Равнодействующая взвешивающего давления.....	77
6.5.4 Сила фильтрационного давления.....	77
6.5.5 Давление грунта.....	78
6.5.6 Волновое давление .....	78
6.5.7 Расчёт прочности плотины.....	79
6.5.8 Критерии прочности плотины.....	81
6.5.9 Расчёт устойчивости плотины на сдвиг .....	82
7.1 Безопасность гидротехнических сооружений .....	83
7.2 Охрана труда .....	83
7.3 Пожарная безопасность .....	86
7.4 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства .....	87
7.4.1 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов .....	87
7.4.2 Водоохранная зона.....	89
7.4.3 Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции .....	89
8 Техничко-экономические показатели .....	92
8.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии .....	92
8.1.2 Текущие расходы по гидроузлу .....	92
8.1.3 Налоговые расходы.....	95
8.2 Оценка суммы прибыли.....	95
8.2.1 Анализ денежных потоков .....	96
8.3. Оценка инвестиционного проекта.....	97
8.3.1 Методология, исходные данные .....	97
8.3.2 Коммерческая эффективность .....	98
8.3.3 Бюджетная эффективность.....	98
8.4 Анализ чувствительности.....	99
9 Оценка потерь воды на гидроузлах и методы их снижения .....	102
9.1 Оценка потерь воды на гидроузлах.....	102
9.2 Учет стока воды через гидроагрегаты .....	103
9.3 Погрешности измерения напора гидротурбин и учет потерь.....	106
9.4 Определение потерь напора на сороудерживающих решетках.....	106
9.5 Погрешность из-за ветровых сгонно-нагонных явлений.....	108
9.6 Учет стока воды через гидротехнические сооружения .....	108
9.7 Учет стока воды на производственные нужды ГЭС, протечек и фильтрации через сооружения .....	109
9.8 Учет потери воды при фильтрации в основании сооружения.....	109
9.9 Учет потерь воды при фильтрации через грунтовую плотину.....	110
9.10 Потери воды при испарении.....	111
9.11 Методы снижения потерь воды на гидроузлах .....	111
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	113
ПРИЛОЖЕНИЕ А-Г.....	119-130

## СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ АМУРСКОЙ ГЭС

1. Наименование ГЭС: Амурская ГЭС на реке Зея.
2. Местонахождение ГЭС: Амурская область.
3. Тип проектируемой установки: Гидроэлектростанция.
4. Характерные расходы воды:
  - а) среднемноголетний 750 м<sup>3</sup>/с;
  - б) всех турбин 768 м<sup>3</sup>/с;
  - в) максимальный с учетом трансформации паводка обеспеченностью 0,1%, 1387 м<sup>3</sup>/с;
  - г) максимальный поверочный расход обеспеченностью 0,01%, 1603 м<sup>3</sup>/с;
  - д) минимальный 300 м<sup>3</sup>/с.
5. Параметры водохранилища:
  - а) характер регулирования стока многолетний (на примере годовичного);
  - б) отметки: НПУ 290,00 м; УМО 271 м;
  - в) объёмы: полный 14 км<sup>3</sup>; полезный 9,16 км<sup>3</sup>;
  - г) площадь водохранилища 1462,4 км<sup>2</sup>.
6. Напоры ГЭС:
  - а) максимальный 60,00 м;
  - б) расчетный 51,60 м; в) минимальный 36,80 м.
7. Энергетические характеристики:
  - а) мощность установленная 410 МВт; мощность гарантированная 360 МВт;
  - б) Среднемноголетняя выработка электроэнергии 2,80 млрд. кВт·ч.;
  - в) Число часов использования установленной мощности 6829 час.
- 8) Плотины:
  - а) стационарная гравитационная плотина, материал - бетон;
  - б) гравитационная водосливная плотина, материал - бетон;
  - в) правобережная каменно-набросная плотина, материал – камень;
  - г) общая длина 653 м; максимальная высота 65,85 м
- 9) Водосбросные сооружения:
  - а) тип гашения: носок-трамплин;
  - б) число и размеры пролетов 2 по 18 м;
  - в) общая длина 40 м;
  - г) максимальная высота 65,85 м.
- 10) Здание ГЭС:
  - а) тип здания: надземное. число агрегатов 3;
  - б) грунты в основании: скальные (гранит);
  - в) тип спиральной камеры: бетонная трапециевидного сечения;
  - г) тип отсасывающей трубы: изогнутый;
  - д) расстояние между осями агрегатов 24 м;
  - е) размеры: общая длина 97 м, ширина 32,4 м.
- 11) Основное оборудование:
  - а) тип турбины ПЛ60-В-600, диаметр 6 м;
  - б) тип генератора СВ 1085/250-44, мощность 137 МВт;

- в) частота вращения 136,4 об/мин;
  - г) тип трансформаторов ТДЦ 200000/220-У1, количество 3 шт.
- 12) Технико-экономические показатели:
- а) период окупаемости 150 мес.;
  - б) себестоимость энергии 0,28 руб/кВт·ч;
  - в) удельные капитальные вложения 76215 руб/кВт.

## ВВЕДЕНИЕ

Гидроэнергетика и альтернативные источники энергии становятся все актуальнее. Сжигание нефти и угля сопряжено с большими расходами, в то время как использование энергии воды не требует затрат на топливо, средства уходят лишь на строительство и ремонт. При этом у ГЭС отсутствуют вредные выбросы, что положительно сказывается на экологии. Кроме того, ГЭС намного эффективнее как маневренная мощность для Единой энергосистемы: их можно запустить за пару минут, тогда как для запуска котлов ТЭЦ потребуются многие часы, а атомные электростанции запускаются сутками. Большинство ГЭС в России контролирует компания РусГидро, где при реформе РАО «ЕЭС России» были сосредоточены основные гидрогенерирующие активы страны. Эта компания объединяет более 70 объектов возобновляемой энергетики и по суммарной мощности электростанций является крупнейшей в России.

Россия обладает крупнейшим гидропотенциалом, полное освоение, которого позволило бы полностью отказаться от других источников электроэнергии. К сожалению, большая часть неиспользованного гидропотенциала сосредоточена в труднодоступных районах Восточной Сибири и на Дальнем Востоке. В России на ГЭС вырабатывается почти 16% всей энергии. В настоящее время на территории страны работают 102 гидроэлектростанции мощностью свыше 100 МВт. Развитые страны уже практически полностью использовали свой гидропотенциал.

Целью дипломного проекта является проработка основных этапов проектирования гидроэлектростанции с применением и закреплением теоретических знаний, а также путем инженерной мысли и творческого подхода к решению конкретных задач, найти оптимальные проектные решения. В данной дипломной работе спроектирована гидроэлектростанция с наиболее подходящими оборудованием, сооружениями, их компоновкой.

## 1 Общая часть

Зея — крупнейшая река бассейна Амура. По глубине, ширине и водостоку превосходит Амур в месте слияния рек, но исторически считается его левым притоком. Река целиком протекает по Амурской области России, захватывая 64 % её территории, и в районе Благовещенска впадает в Амур. Река судоходна от устья до города Зея, этот участок протяжённостью 650 км входит в перечень водных путей РФ.

### 1.1 Природные условия

#### 1.1.1 Климат

Климат Амурской области резко-континентальный с чертами муссонности. На севере области средняя январская температура понижается до  $-40^{\circ}\text{C}$ . В межгорных впадинах до  $-50^{\circ}\text{C}$ . Лето на юге области теплое. Средние абсолютные максимумы температуры на севере области могут достигать  $38^{\circ}\text{C}$ , а на юге до  $42^{\circ}\text{C}$ .

#### 1.1.2 Гидрологические данные

Длина реки - 1242 км, площадь бассейна - 233000 км<sup>2</sup>, среднегодовой расход воды 750 м<sup>3</sup>/с.

Ряд гидрологических наблюдений за рекой Зея за период 1930-1979 гг. представлен в приложении А, таблица А.1.

Среднемноголетний сток:

$$\bar{W}_{\text{многолетний}} = \bar{Q}_{\text{многолетний}} \cdot t = 750 \cdot 31536000 = 23,7 \text{ км}^3, \quad (1.1)$$

где  $\bar{Q}_{\text{многолетний}}$  – среднемноголетний расход из приложения А, таблица А.1;  
 $t$  – число секунд в году.

Координаты кривой связи верхнего и нижнего бьефа представлены в таблице 1.1, на рисунке 1.1 и 1.2.

Требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 1.2.



Таблица 1.1 – Координаты кривых связи верхнего и нижнего бьефа

Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа		Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа			
		зимняя		летняя	
$z_{ВБ}, м$	$V, км^3$	$z_{НБ}, м$	$Q, м^3/с$	$z_{НБ}, м$	$Q, м^3/с$
240,00	0	228,00	0	228,00	0
248,27	1	231,81	1000	231,30	1000
260,24	3	234,16	2000	233,39	2000
272,64	6	236,06	3000	235,12	3000
281,68	9	237,64	4000	236,58	4000
285,97	11	238,94	5000	237,71	5000
288,90	13	240,09	6000	238,70	6000
290,99	15	241,00	7000	239,70	7000

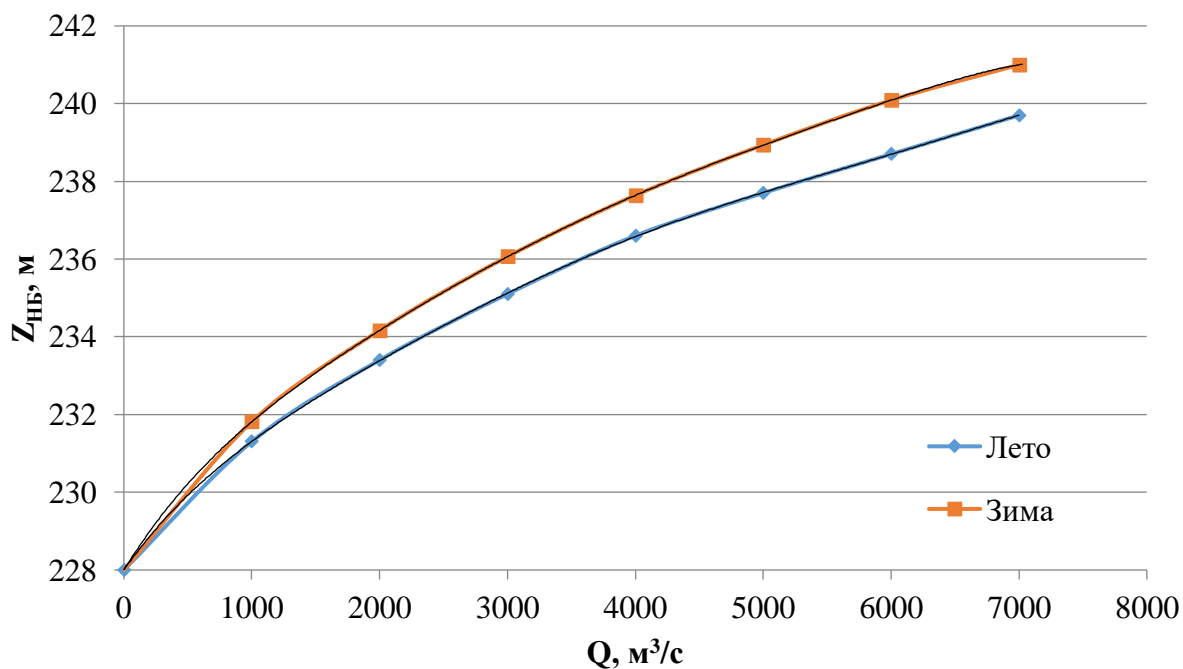


Рисунок 1.1 – Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа

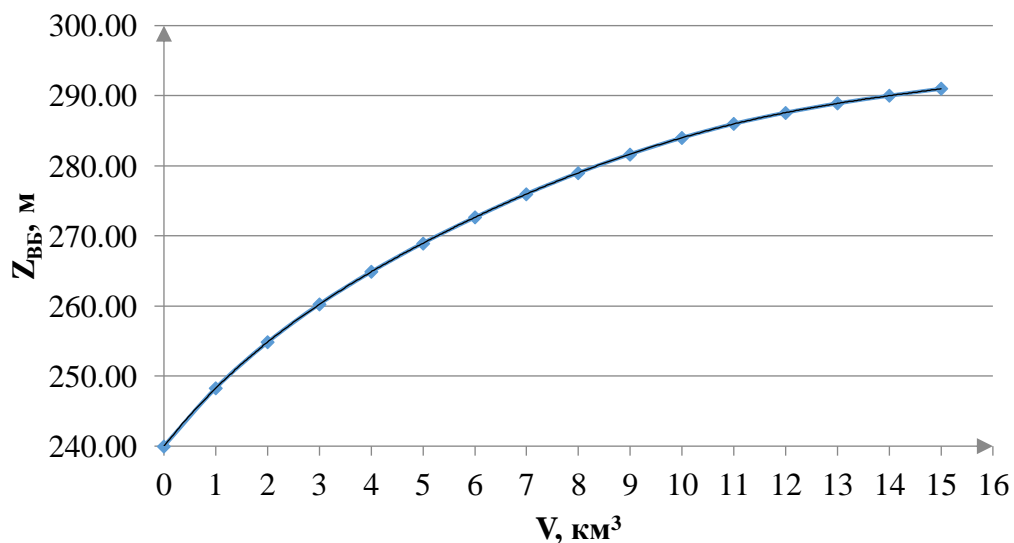


Рисунок 1.2 – Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа

Таблица 1.2 – Требования участников ВХК и потери воды с водохранилища

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{ВХК}}, \text{ м}^3/\text{с}$	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
$Q_{\text{с.п.}}, \text{ м}^3/\text{с}$	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190
$Q_{\text{быт}}, \text{ м}^3/\text{с}$	39	22	13	262	2597	1625	1703	933	933	430	151	52
$Q_{\text{исп}}, \text{ м}^3/\text{с}$	0	0	0	3	26	16	17	9	9	4	2	1
$Q_{\text{льдообр}}, \text{ м}^3/\text{с}$	11	5	0	-27	-16	0	0	0	0	0	11	11
$Q_{\text{фильтр}}, \text{ м}^3/\text{с}$	5,42	5,42	5,42	5,42	5,42	5,42	5,42	5,42	5,42	5,42	5,42	5,42
$Q_{\text{рыб шл}}, \text{ м}^3/\text{с}$	0	0	0	27,1	27,1	27,1	27,1	27,1	27,1	27,1	0	0
$Q_{\text{сумм потери}}, \text{ м}^3/\text{с}$	17	11	6	8	42	49	50	42	42	37	18	17

### 1.1.3 Инженерно-геологические условия

В соответствии с картами общего сейсмического районирования территории РФ, район течения р. Зея входит в зону с умеренной сейсмичностью. Изменение №4 СНиП II-7-81 «Строительство в сейсмических районах»: Сейсмичность населенного пункта Зея установить 8<sub>1</sub> баллов. В месте створа Амурской ГЭС залегает скальное основание, гранит.

### 1.2 Энергоэкономическая характеристика района

Амурская ГЭС находится в операционной зоне филиала АО «СО ЕЭС» Амурское РДУ. Выработка электроэнергии ГЭС может быть использована для покрытия потребностей Амурской области, учитывая ограниченный диапазон регулирования гидротурбин Бурейской ГЭС, высокоманевренные гидротурбины Амурской ГЭС могут являться основным резервом для вторичного регулирования частоты и мощности в Объединённой энергосистеме Востока.

Операционная зона охватывает территорию 617,9 тыс. км<sup>2</sup> с населением 906 тыс. человек. В управлении и ведении Амурского РДУ находятся объекты генерации установленной электрической мощностью 4784 МВт. Наиболее крупными из них являются: Бурейская ГЭС, Нижнебурейская ГЭС – ПАО «РусГидро»; Нерюнгринская ГРЭС, Райчихинская ГРЭС – АО «ДГК». Выработка электроэнергии в операционной зоне Амурского РДУ в 2019 году составила 18,666 млрд кВт·ч, потребление – 11,272 млрд кВт·ч.

### 1.3 Аналоги проектируемого гидроузла

В ходе проектирования по схожим климатическим условиям, энергетическим показателям, близости напоров, в качестве ГЭС аналога, была выбрана Богучанская ГЭС.

## 2 Водно-энергетические расчеты

### 2.1 Регулирование стока воды

#### 2.1.1 Определение максимальных расчётных расходов

Максимальные расходы (приложение А, таблица А.1) располагаем в порядке убывания. Для заполнения таблицы Б.1 приложения Б определяем следующий коэффициент:

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

где  $Q_n$  –  $n$ -ый член ряда максимальных годовых расходов;

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

Коэффициент вариации ряда максимальных расходов:

$$C_v = \sqrt{\frac{\sum(k - 1)^2}{n}} = \sqrt{\frac{4,375}{50}} = 0,3, \quad (2.2)$$

где  $n$  – число членов ряда максимальных расходов.

Среднеквадратическая ошибка вычисления коэффициента вариации ряда максимальных расходов:

$$\delta_{cv} = \pm \frac{\sqrt{1 + 3C_v^2}}{\sqrt{2(n - 1)}} \cdot 100\% = \frac{\sqrt{1 + 3 \cdot 0,30^2}}{\sqrt{2 \cdot 49}} \cdot 100\% = 11,38\%, \quad (2.3)$$

где  $n$  – число членов ряда максимальных расходов.

Коэффициент асимметрии ряда максимальных расходов:

$$C_s = \frac{\sum(K - 1)^3}{nC_v^3} = \frac{0,251}{50 \cdot 0,296^3} = 0,19, \quad (2.4)$$

Среднеквадратическая ошибка вычисления коэффициента асимметрии ряда максимальных расходов:

$$\delta_{cs} = \pm \frac{\sqrt{\frac{6}{n}} \cdot \sqrt{1 + 6C_v^2 + 5C_v^4}}{C_s} \cdot 100\% =$$

$$= \frac{\sqrt{\frac{6}{50}} \cdot \sqrt{1 + 6 \cdot 0,30^2 + 5 \cdot 0,30^4}}{0,19} \cdot 100\% = 225\%. \quad (2.5)$$

Среднеквадратическая ошибка вычисления коэффициента вариации ряда максимальных расходов, полученная по формуле (2.3) незначительная для этого ряда.

Назначаем класс гидротехнического сооружения. Бетонная плотина Амурской ГЭС – сооружение II -ого класса (по мощности ГЭС). Исходя из намеченного класса сооружения, определяем обеспеченности поверочного и основного расхода.

$$M_s = C_v \cdot \Phi, \quad (2.6)$$

$$k_s = M_s + 1, \quad (2.7)$$

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

Результаты расчётов представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Результаты расчётов максимальных расходов

$p, \%$	$\Phi$	$M_s$	$k_s$	$Q_s$
0,01	5,05	1,667	2,667	1603
0,1	3,96	1,307	2,307	1387

### 2.1.2 Кривые обеспеченности расходов

В соответствии с методикой выбора расчетных гидрографов целесообразно разделить год на два основных периода: многоводный и маловодный. В первом приближении можно считать, что к периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу.

Определив границы сезонов, необходимо для всех лет ряда вычислить средние расходы за год, маловодный сезон и период половодья. Ранжируем каждую последовательность в порядке убывания. По полученным результатам строятся эмпирические кривые обеспеченности по формуле:

$$P(m) = \frac{m}{n + 1} \cdot 100 (\%). \quad (2.10)$$

где  $P(m)$  – обеспеченность;

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

$n$  – общее число членов ряда.

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

Расчётные значения обеспеченности для выбора маловодного года принимаем равным 90%, средневодного– 50%.

Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень представлены на рисунке 2.1.

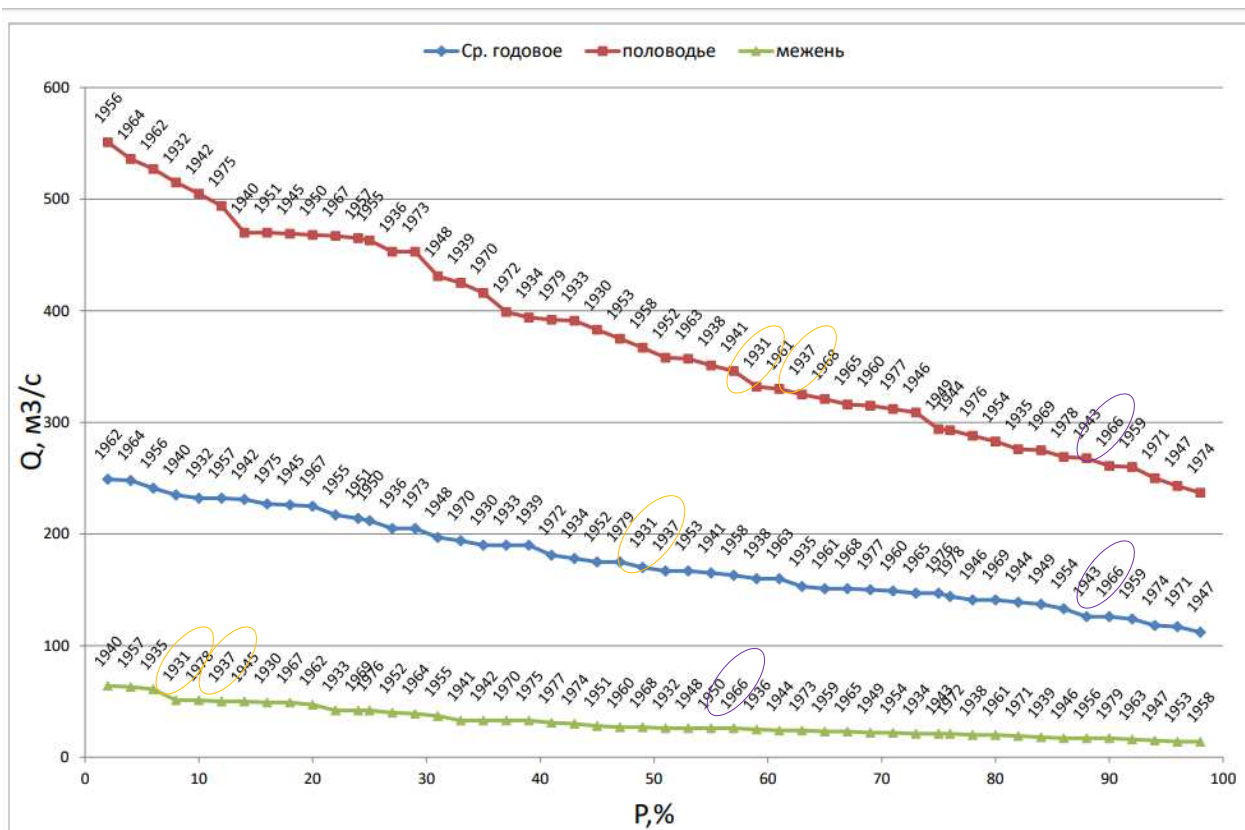


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень

### 2.1.3 Выбор расчётного маловодного и средневодного года

Коэффициенты приведения по межени и половодью для расчётного средневодного года не применяем, так как, они приводят к ухудшению результата.

В качестве расчётного средневодного года принимаем 1931 г, маловодного 1966 г.

Результаты представлены в таблице 2.2. Расчётные гидрографы представлены на рисунке 2.2.

Таблица 2.2 – Расчётные гидрографы маловодного и средневодного года

Расходы в кубических метрах в секунду

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1931	39	22	13	262	2597	1625	1703	933	933	430	151	52
1966	26	13	11	90	1376	1419	1208	800	808	430	151	52

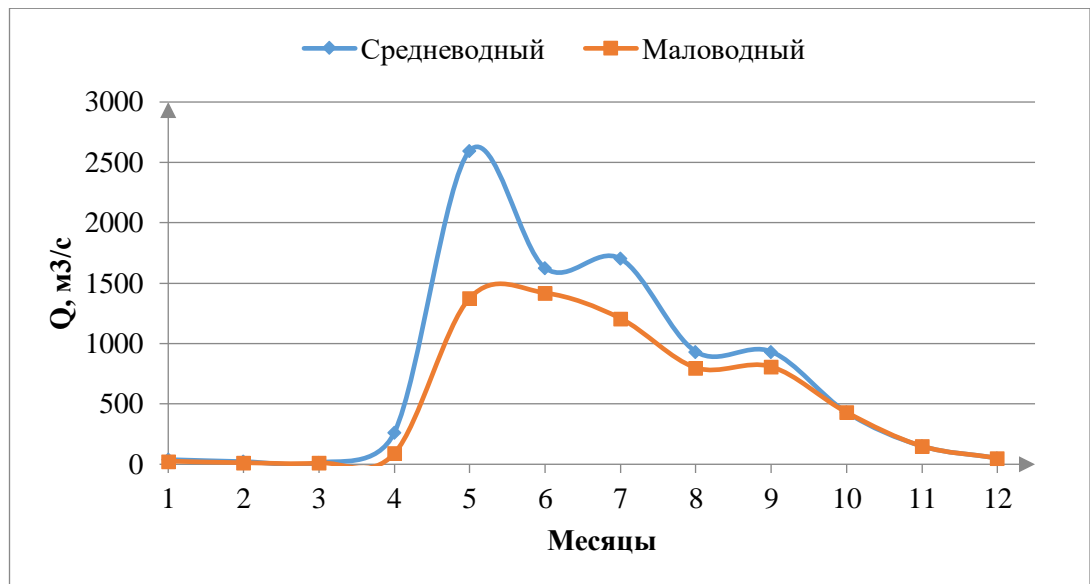


Рисунок 2.2 – Расчётные гидрографы маловодного и средневодного года

## 2.2 Определение установленной мощности на основе водноэнергетических расчётов

### 2.2.1 Перераспределение стока маловодного года

Имея расчётный гидрограф маловодного года, требования водохозяйственного комплекса и потери воды из водохранилища, требуется определить среднемесячные мощности Амурской ГЭС.

Полезный бытовой расход определяем, как разность среднемесячного расхода маловодного года и потерь воды из водохранилища:

$$Q_{п.б}^t = Q_{90\%}^t - Q_{п}^t - Q_{и}^t - Q_{ф}^t - Q_{л}^t, \quad (2.11)$$

где  $t$  – порядковый номер месяца;

$Q_{90\%}^t$  - среднемесячный расход маловодного года;

$Q_{п}^t, Q_{и}^t, Q_{ф}^t, Q_{л}^t$  – потери воды из водохранилища: потребление, испарение, фильтрация, льдообразование.

Напор на турбину определяется с учётом потерь, как разность отметки верхнего бьефа, которую принимаем равной НПУ гидроузла и отметки нижнего бьефа, определяемая по кривой связи.

Мощность, вырабатываемая станцией:

$$N^t = k_N \cdot Q^t \cdot H^t. \quad (2.12)$$

где  $k_N$  – коэффициент мощности, формула (1.1);

$Q^t$  – расчётный расход (полезный бытовой расход по формуле (2.17) или расход ВХК);

$H^t$  – напор, соответствующий расчётному расходу.

Результаты расчётов приведены в приложении Б, таблица Б.3.

За месяц сработки принимаем первый месяц после половодья в котором полезный бытовой расход становится меньше требований водохозяйственного комплекса (ноябрь). Под регулирование попали 5 месяцев. Все остальные месяцы работаем с мощностью равной мощности ВХК.

### 2.2.2 Водноэнергетические расчёты по условию маловодного года

Основной задачей водноэнергетического расчёта (далее - ВЭР) является по известным расчётным гидрографам маловодного и средневодного года, требованиям водохозяйственного комплекса, годовому графику среднемесячных мощностей определить: гарантированные мощности для каждого месяца, минимальный уровень сработки водохранилища (т.е. уровня мёртвого объёма (далее - УМО)), среднемноголетнюю выработку. Так же на основе ВЭР производится определение вытесняющей рабочей мощности и, как следствие, установленной мощности проектируемой станции.

Расчет начинаем с момента, когда водохранилище наполнено и, следовательно, уровень воды в нем равен  $\nabla_{НПУ} = 290$  м и  $V_{н} = 14$  км<sup>3</sup>.

Расход через турбины ГЭС определяем по формуле:

$$Q_{ГЭС}^t = Q_{п.б}^t - Q_{вдх}^t, \quad (2.13)$$

где  $Q_{п.б}^t$  – по формуле (2.17);

$Q_{вдх}^t$  – расход воды из водохранилища.

Величиной  $Q_{вдх}^t$  варьируем для достижения нужной мощности. Причём если вода берётся из водохранилища –  $Q_{вдх}^t$  имеет знак «минус».

Расход воды в НБ определяется суммой расхода воды через ГЭС и потерь воды из водохранилища на фильтрацию:

$$Q_{НБ}^t = Q_{ГЭС}^t + Q_{ф}^t, \quad (2.14)$$

Расход в нижний бьеф не может быть меньше расхода, заданного ВХК.

Для определения изменения объёма водохранилища воспользуемся формулой:

$$\Delta V^t = Q_{вдх}^t \cdot t. \quad (2.15)$$

где  $t$  – число секунд в месяце равное 259200 с.

Отметка уровня воды в ВБ на конец месяца определяется исходя из известного объёма воды в водохранилище по кривой связи в соответствии с рисунком 1.2.

Принимаем следующее допущение – расход в течении месяца постоянен и при переходе от месяца к месяцу изменяется мгновенно, следовательно,

отметка НБ в течении месяца постоянна и так же изменяется мгновенно при переходе от месяца к месяцу. Отметка уровня воды в НБ определяется по кривым связи в НБ (таблица 1.1), исходя из известного расхода в НБ.

Напор на турбине рассчитываем по формуле:

$$H^t = z_{\text{ВБ.ср}}^t - z_{\text{НБ}}^t - \Delta h, \quad (2.16)$$

где  $z_{\text{ВБ.ср}}^t$  – среднее значение отметки ВБ;

$z_{\text{НБ}}^t$  – отметка НБ, соответствующая расходу в нижний бьеф;

$\Delta h$  - потери напора (из исходных данных).

Мощность станции определяем по формуле:

$$N^t = k_N \cdot Q^t \cdot H^t, \quad (2.17)$$

где  $Q^t$  – принимаем равным расходу воды через турбины ГЭС, найденному по формуле (2.23);

$H^t$  – напор на турбине, найденный по формуле (2.16).

Результаты сработки-наполнения водохранилища по условию маловодного года приведены в приложении Б, таблица Б.4.

Результатом сработки наполнения являются:

– гарантированная мощность

$$N_{\text{гар}} = 360 \text{ МВт},$$

–уровень мёртвого объёма

$$\nabla_{\text{УМО}} = 228,00 \text{ м},$$

– полезный объём водохранилища

$$V_{\text{полезный}} = 9,16 \text{ км}^3,$$

– коэффициент зарегулированности стока:

$$\beta = \frac{V_{\text{пол}}}{W_{\text{ср.мл}}} = \frac{9,16}{23,7} = 0,39. \quad (2.18)$$

– график сработки-наполнения водохранилища представлен на плакате «ИВЭ»



### 2.2.3 Определение установленной мощности ГЭС

Амурская ГЭС будет использована для покрытия пиков нагрузки и также для работы в базе энергосистемы Амурского РДУ на плакате «ИВЭ».

Рабочая мощность определяется построением прямоугольного треугольника на ИКН зимы, катетами которого являются: катет параллельный оси энергии – гарантированная мощность в пересчете на энергию (за вычетом энергии, вырабатываемой при пропуске санитарного расхода), катет параллельный оси мощностей – рабочая мощность, с которой необходимо работать, заданное количество часов, чтоб получить заданную выработку электроэнергии. Такой же треугольник строится и для выработки по санитарному расходу. Рабочие мощности суммируются (плакат «ИВЭ»).

$$N_{\text{выт.раб}} = 396 \text{ МВт}$$

На Амурской ГЭС предусматриваем нагрузочный резерв 3%, тогда установленная мощность проектируемой станции:

$$N_{\text{уст}} = 410 \text{ МВт}$$

### 2.2.4 Водноэнергетические расчёты по условию средневодного года

Рассчитывается по тем формулам, что и ВЭР по условию маловодного года. Приток в водохранилище соответствует гидрографу расчётного средневодного года (таблица 2.2)

Сработка - наполнение водохранилища производится по следующим сценариям:

- способ 1: работа ГЭС с мощностями, равными мощностям, принятым в маловодном году (приложение Б, таблица Б.5);
- способ 2: работа ГЭС по режиму уровня в расчетном маловодном году (приложение Б, таблица Б.6);

Критерием оценки работы ГЭС в году средней водности для начальных стадий проектирования принимается максимальная выработка, которая была получена при работе ГЭС с мощностями, равными мощностям, принятым в маловодном году. Выработка представлена в таблице 2.3. Принимаем: сработку - наполнение по способу 1.

Таблица 2.3 – Выработки электроэнергии по способам сработки - наполнения в средневодном году

Выработка в млрд. кВт·ч	
Сработка- наполнение	
Способ 1	Способ 2
2,8	2,7

## 2.3 Баланс мощности и энергии

### 2.3.1 Баланс энергии Красноярской энергосистемы

Зная среднемесячные мощности Амурской ГЭС (приложение Б, таблица Б.4), мощности генерации энергосистемы (приложение А, таблица А.3), строим баланс энергии Амурской энергосистемы (приложение Б, рисунок Б.1).

### 2.3.2 Баланс мощности Амурской энергосистемы

Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме. При этом продолжительность ремонта агрегатов ГЭС принимается равной 30 дням, а частота проведения – раз в 6 лет.

Баланс мощности Красноярской энергосистемы в маловодном году приведен в таблице 2.4 и на плакате «Использование водной энергии».

Таблица 2.4 – Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Месяц	N <sub>сист</sub>	Мощность в мегаваттах								
		N <sub>раб. сущ</sub>	N <sub>раб. проект</sub>	N <sub>раб ТЭС</sub>	N <sub>нагр</sub>	N <sub>нагр. сущ</sub>	N <sub>нагр. проект</sub>	N <sub>авар ТЭС</sub>	N <sub>рем. проект</sub>	N <sub>рем ТЭС</sub>
1	1624	439	396	789	50	34	16	162	0	0
2	1544	420	341	783	50	34	16	154	0	0
3	1404	402	220	782	40	27	13	140	0	0
4	1242	329	145	768	40	27	13	124	0	0
5	1102	311	156	635	30	20	10	110	0	33
6	1021	292	184	545	30	20	10	102	0	33
7	1021	292	203	526	30	20	10	102	0	33
8	1101	311	213	577	30	20	10	110	0	33
9	1241	329	217	695	40	27	13	124	0	0
10	1403	402	219	782	40	27	13	140	66	0
11	1543	420	341	782	50	34	16	154	0	0
12	1624	439	396	789	50	34	16	162	0	0

### 3 Основное и вспомогательное оборудование

#### 3.1 Выбор числа и типа агрегатов

##### 3.1.1 Построение режимного поля

Режимное поле – область допустимых режимов работы, проектируемой ГЭС. Верхней границей режимного поля является напорная характеристика при работе ГЭС с водохранилищем, наполненным до отметки НПУ, нижней - при работе ГЭС с водохранилищем, сработанным до отметки УМО. Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению (таблица 3.1):

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = \nabla ВБ - z_{НБ}(Q_{НБ}) - \Delta h. \quad (3.1)$$

где  $\nabla ВБ = \nabla НПУ = 290,00$  м, для линии расчётного напора

$\nabla ВБ = \nabla ВБ_p = 288,00$  м, для нижней границы

$\nabla ВБ = \nabla УМО = 271,00$  м;

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

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

Ограничением слева на режимном поле является минимальный расход воды, определяемый заданным ограничением по условиям ВХК:

$$Q_{min} = 300 \text{ м}^3/\text{с}$$

Уравнение линии ограничения по расчетной установленной мощности имеет следующий вид:

$$Q_{ГЭС} = \frac{N_{уст}}{k_N \cdot H_{ГЭС}}, \quad (3.2)$$

где  $N_{уст}$  – установленная мощность Амурской ГЭС;

$k_N$  – коэффициент мощности;

$H_{ГЭС}$  – напор на ГЭС выбирается произвольно.

Уравнение линии ограничения по пропускной способности ГЭС:

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

где  $Q_{ГЭС}^{max}$  – максимальный расход через ГЭС. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;

$H_p$  – расчётный по мощности напор. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора.

Результаты расчёта режимного поля представлены в таблице 3.1 и на рисунке 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчёта режимного поля проектируемой станции

Кривые связи		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчёту установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС		
$Q_{НБ}$ , м	$Z_{НБ}$ (лето), м	$Z_{НБ}$ (зима), м	$H_{НПУ}$ , м	$H_{УМО}$ , м	$H_{ЗВБ1}$ , м	$Q$ , м <sup>3</sup> /с	$H$ , м	$Q$ , м <sup>3</sup> /с	$H$ , м
0	228	228,0	61,4	39,7	55,1	796,4	58,5	904,7	51,5
500	229,9	230,2	59,2	37,5	52,9	803,3	58	902,1	51,2
1000	231,3	231,8	57,6	35,9	51,3	810,3	57,5	899,4	50,9
1500	232,4	233,1	56,4	34,7	50,0	817,4	57	896,8	50,6
2000	233,4	234,2	55,3	33,6	48,9	824,6	56,5	894,1	50,3
2500	234,4	235,2	54,3	32,6	48,0	832,0	56	891,4	50
3000	235,6	236,1	53,4	31,7	47,0	839,5	55,5	888,7	49,7
3500	237	236,9	52,5	30,8	46,2	847,1	55	886,1	49,4
4000	239,1	237,6	51,8	30,1	45,5	854,9	54,5	883,4	49,1
4500	242,4	238,3	51,1	29,4	44,8	862,8	54	880,7	48,8
5000	247,5	238,9	50,5	28,8	44,2	870,9	53,5	878,0	48,5
5500	255,5	239,5	49,9	28,2	43,6	879,1	53	875,2	48,2
6000	267,8	240,1	49,3	27,6	43,0	887,4	52,5	872,5	47,9
6500	286,3	240,6	48,8	27,1	42,5	896,0	52	869,8	47,6
7000	313,2	241,0	48,4	26,7	42,1	904,7	51,5	867,0	47,3

Из построенного режимного поля определяем:

– максимальный напор. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу:

$$H_{max} = 60 \text{ м,}$$

– максимальный расход. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора:

$$Q^{max} = 905 \text{ м}^3/\text{с}.$$

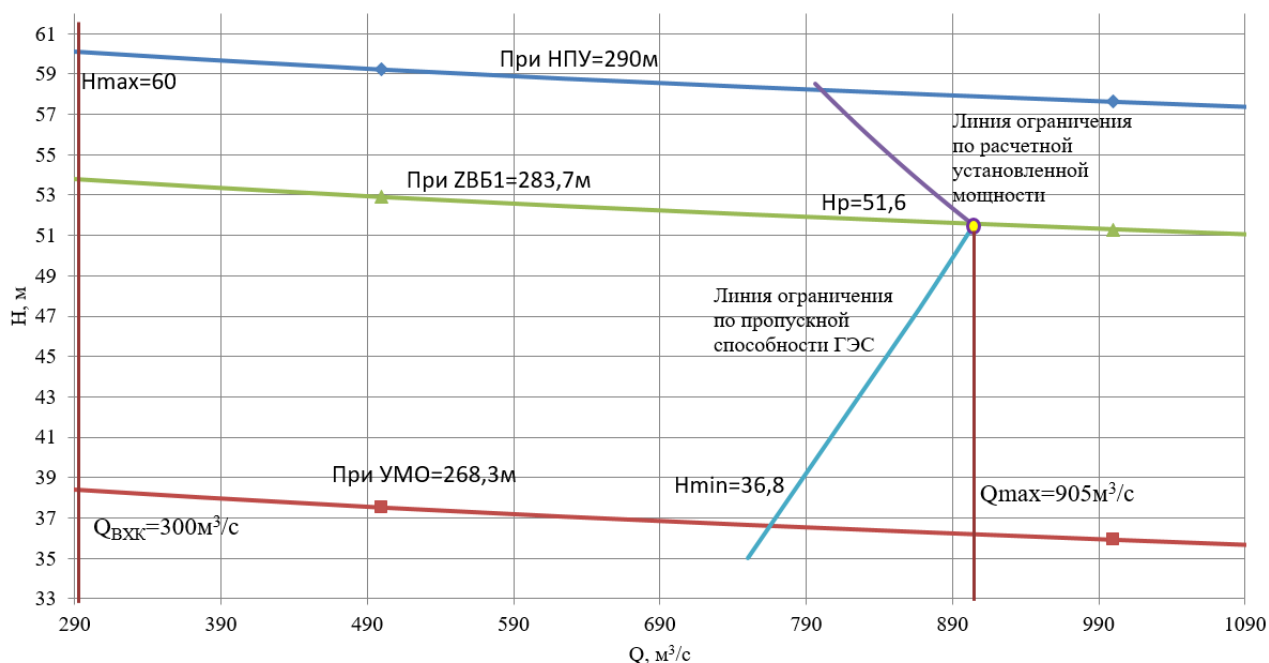


Рисунок 3.1 – Режимное поле Амурской ГЭС

– расчётный напор. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора:

$$H_p = 51,6 \text{ м},$$

– минимальный напор. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС:

$$H_{min} = 36,8 \text{ м}.$$

### 3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

По полученным параметрам режимного поля предварительно выбираем возможные типы гидротурбин, исходя из следующих условий:

- 1) значение предельного напора должно быть не меньше максимального расчетного;
- 2) отношение напоров ( $H_{min}/H_{пред}$ ) должно быть не меньше справочных данных.
- 3) максимальный диаметр рабочего колеса гидротурбин должен выбираться с учетом транспортировки к месту монтажа.

По приведенным условиям соответствуют следующие виды турбин, параметры которых представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры турбинного оборудования

Параметр	ПЛ60-В	ПЛД60-В60°
Максимальный напор гидротурбины, $H_{\text{пред}}$ , м	60	60
Диапазон регулирования, $H_{\text{min}}/H_{\text{max}}$	0,50	0,50
Приведенный расход в расчетной точке 1 (предварительно), $Q'_{\text{пр}}$ , л/с	1560	1570
Оптимальная приведенная частота вращения, $n'_{\text{ю}}$ , мин <sup>-1</sup>	116	111
КПД модели в расчетной точке 1 (предварительно), $\eta_{\text{мрт}}$	0,883	0,891
Диаметр рабочего колеса модели, $D_{1\text{м}}$ , м	0,46	0,46
Напор модели, $H_{\text{м}}$ , м	12	12
Температура испытания модели, $t_{\text{м}}$ , °С	20	20

Произведем проверку турбин по отношению  $H_{\text{min}}/H_{\text{пред}}$ :  
 ПЛД60:

$$\frac{H_{\text{min}}}{H_{\text{пред}}} = \frac{36,8}{60} = 0,68 \geq 0,5 \quad (3.4)$$

ПЛ60:

$$\frac{H_{\text{min}}}{H_{\text{пред}}} = \frac{36,8}{60} = 0,68 \geq 0,5 \quad (3.5)$$

Все типы турбин прошли проверку, далее произведем расчет параметров турбин для разных диаметров.

КПД натурной гидротурбины:

$$\eta_{\text{т}} = 1 - (1 - \eta_{\text{м}})((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1\text{м}}}{D_1}} \sqrt[10]{\frac{H_{\text{м}}}{H_{\text{р}}^N}} \sqrt[5]{\frac{v_{\text{Н}}}{v_{\text{м}}}}), \quad (3.6)$$

где  $\eta_{\text{м}}$ ;  $D_{1\text{м}}$ ;  $H_{\text{м}}$  - КПД, диаметр и напор модельной турбины (таблица 3.2);  
 $D_1$ ;  $H_{\text{р}}^N$  – диаметр (задается стандартным рядом) и расчетный напор натурной турбины ( $H_{\text{р}}^N=51,6$  м - вычислен ранее);

$v_{\text{м}}$ ;  $v_{\text{н}}$  - коэффициенты кинематической вязкости воды для модельной и натурной гидротурбины, определяемы по справочным данным в зависимости от температуры воды для натуральных и модельных условий  $t_{\text{м}}$ ;  $t_{\text{н}}$ ;

$\varepsilon$  - коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлически потерям, принимается по справочным данным ( $\varepsilon=0,75$ ).

Мощность агрегата в расчетной точке (пересчитывается после уточнения числа агрегатов)

$$N_a = 9,81 \cdot Q'_{I_p} \cdot D_1^2 \cdot H_p^N \cdot \sqrt{H_p^N} \cdot \eta_T \cdot \eta_G^{cp}, \quad (3.7)$$

где  $Q'_{I_p}$  - приведенный расход воды в расчетной точке (расчетная точка обозначена на универсальной характеристике выбранной турбины в приложении Б);

$\eta_T$  - КПД натурной гидротурбины, определяемый по формуле 3.6;

$\eta_G^{cp}$  - средний КПД генератора, принимаемый по справочным данным ( $\eta_G^{cp}=0,97$ ).

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов (округляется до числа кратного 2 или 3):

$$Z_a = N_{уст}^p / N_a, \quad (3.8)$$

где  $N_{уст}^p$  – установленная мощность проектируемой ГЭС;

$N_a$  - мощность агрегата в расчетной точке (определяется по формуле 3.7).

Поправка на приведенную частоту вращения при переходе от модели к натурной турбине:

$$\Delta = \eta_T \cdot \eta_M, \quad (3.9)$$

где  $\eta_M$  - КПД модельной турбины.

Синхронная частота вращения турбины (округляется по стандартному ряду до ближайшего большего):

$$n_c = \frac{n'_{1p} \cdot \sqrt{H_p^N \cdot \Delta}}{D_1}, \quad (3.10)$$

где  $n'_{1p}$  - приведенная частота вращения в расчетной точке.

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

Значения приведенной частоты вращения для напоров  $H_{max}$ ;  $H_p^N$ ;  $H_{min}$  находятся по формуле (3.11) и нанесены на универсальную характеристику выбранной турбины, представленной в (приложении В, рисунок В.1, В.2):

$$n'_I = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H \cdot \Delta_p}}, \quad (3.11)$$

где  $N$  – значение напоров  $H_{max}$ ;  $H_p^N$ ;  $H_{min}$ .

Окончательное положение расчетной точки на линии  $n'_{H_p}$  с учетом округленного числа агрегатов и уточненной мощности агрегата. Для этого на универсальной характеристике на линии  $n'_p$  подбираем такое сочетание  $\eta_T$  и  $Q'_I$ , чтобы выполнялось равенство:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9.81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^N \cdot \sqrt{H_p^N \cdot \eta_T^{cp}}}, \quad (3.12)$$

где  $N_a$  – округленная мощность агрегата в расчетной точке.

Проведем через расчетную точку линию параллельную открытию направляющего аппарата,  $a_0$  получим линию ограничения по турбине, которая представлена на универсальной характеристике в (приложении В, рисунок В.1, В.2).

Так же строим линию ограничения по установленной мощности генератора. Для этого на линии  $n'_{min}$  соответствующей напору  $H_{max}$ , аналогичным образом, подставив в уравнение (3.12) вместо  $H_p$  максимальный напор  $H_{max}$ .

Заодно определим положения линий ограничения по минимальному расходу, для этого с режимного поля пересчитаем в координаты универсальной характеристики для двух значений напора  $H_{max}$  и  $H_{min}$  по формуле:

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.13)$$

где  $Q_{min}$  - минимальный расход через турбину;

$D_1$  - диаметр натурной турбины;

$H$  – напор ( $H_{max}$  или  $H_{min}$ );

$\Delta$  - поправка на приведенную частоту вращения.

Все расчеты для выбранных турбин сведены в таблицу 3.3 и 3.4.

Таблица 3.3 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений  $D_1$  гидротурбины ПЛ60-В

$D_1$	м	5	4,75	4,5	4,25	4	3,75
$\eta_T$	-	0,921	0,921	0,920	0,920	0,919	0,918
$N_a^*$	МВт	126,72	114,30	102,53	91,40	80,90	71,06
$Z_a^*$	шт	3,24	3,59	4,00	4,49	5,07	5,77
$Z_a$	шт	4	4	6	6	6	6
$N_a$	МВт	103	103	68	68	68	68
$\Delta$	-	1,043	1,043	1,042	1,041	1,041	1,040
$n'_c$	мин <sup>-1</sup>	170,22	179,13	189,03	200,09	212,52	226,60



Окончание таблицы 3.3

D1	м	5	4,75	4,5	4,25	4	3,75
$n_c$	мин <sup>-1</sup>	187,5	187,5	187,5	200	214,3	230,8
$n'_{max}$	мин <sup>-1</sup>	151	143,8	136	137,3	138,5	139,9
$n'_{расч}$	мин <sup>-1</sup>	128	121,4	115	116,0	117,0	118,1
$n'_{min}$	мин <sup>-1</sup>	118	112,6	107	107,5	108,5	109,6
$Q'_{1расч}$	-	1,162	1,29	0,96	1,07	1,21	1,38
$Q'_{1min}$	-	0,927	1,03	0,76	0,86	0,97	1,10
$Q'_{I_{max}}$	м <sup>3</sup> /с	0,51	0,84	0,94	1,05	1,19	1,35
$Q'_{I_{min}}$	м <sup>3</sup> /с	0,65	1,07	1,20	1,34	1,51	1,72

Таблица 3.4 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D<sub>1</sub> гидротурбины ПЛД60

D1	м	6	4,75	4,5	4,25	4	3,75
$\eta_T$	-	0,928	0,926	0,926	0,925	0,925	0,924
$N'_a$	МВт	183,34	114,64	102,84	91,67	81,16	71,28
$Z'_a$	шт	2,24	3,58	3,99	4,47	5,05	5,75
$Z_a$	шт	3	4	5	6	6	6
$N_a$	МВт	137	103	82	68	68	68
$\Delta$	-	1,051	1,049	1,048	1,048	1,047	1,046
$n'_c$	мин <sup>-1</sup>	136,26	179,66	189,59	200,68	213,16	227,29
$n_c$	мин <sup>-1</sup>	136,4	187,5	200	200	200	230,8
$n'_{max}$	мин <sup>-1</sup>	131,6	143,4	144,9	137	129	139
$n'_{расч}$	мин <sup>-1</sup>	111,1	121,1	122,4	116	109	118
$n'_{min}$	мин <sup>-1</sup>	103,0	112,3	113,5	107	101	109
$Q'_{1расч}$	-	1,03	1,29	1,15	1,07	1,21	1,38
$Q'_{1min}$	-	0,85	1,01	0,90	0,84	0,95	1,09
$Q'_{I_{max}}$	м <sup>3</sup> /с	0,59	0,84	0,93	1,05	1,18	1,34
$Q'_{I_{min}}$	м <sup>3</sup> /с	0,76	1,07	1,19	1,34	1,51	1,72

1) ПЛ60-В:

Турбины диаметрами 3,75; 4,75; 5; м в дальнейшем не рассмотрена, поскольку линии расчётных приведенных частот вращения исключают точку оптимума.

2) ПЛД60-В60°:

Турбины диаметрами 4,75; 4,5; 3,75 м исключены из дальнейшего рассмотрения, так как линии приведенных частот вращения исключают точку оптимума.

Турбина диаметром 4 м в дальнейшем не рассмотрена, так как линия ограничения по пропускной способности выходит за пределы рабочего диапазона универсальной характеристики.

В дальнейших расчетах проведено сравнение ПЛ60-В с диаметрами 4; 4,25; 4,5 м, ПЛД60-В60° с диаметрами 4,25 и 6.

Анализируя проведенные расчёты, сделан вывод, что турбина марки ПЛД60-В60°-600 наиболее оптимальный по совокупности показателей вариант, так как:

- Высота отсасывания на всех режимах работы является допустимой и потребует минимум затрат для работ по заглублению агрегата.

- КПД в оптимальном режиме и в «расчётной точке» практически совпадает с КПД в точке оптимума.

- Расположение рабочей зоны выбранной турбины на ГУХ в области наибольших КПД.

- Расчётная частота вращения совпадает с частотой в точке оптимума.

Синхронная частота вращения  $n_c=136,4$  об/мин; количество агрегатов  $Z_a=3$  штуки. Также позволяет применить серийный гидрогенератор СВ 1085/250-44.

Проточная часть модели гидротурбины ПЛД60-В60° представлена на рисунке В.4 в приложении В.

## 3.2 Гидротурбины и их проточная часть

### 3.2.1 Определение отметки установки рабочего колеса турбины

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

$$\nabla Z_{p.k} = Z_{НБ}(Q_{НБ}) + H_s, \quad (3.14)$$

где  $Z_{НБ}(Q_{НБ})$  - отметка уровня воды в нижнем бьефе при расходе  $Q_{НБ}$ , соответствующем расчетному значению высоты отсасывания  $H_s$ .

Глубина отсасывания рассчитывается для трех наиболее опасных с точки зрения кавитации случаев, то есть требующих наибольшего заглубления рабочего колеса:

- работа одного агрегата с установленной мощностью при отметке НПУ;
- работа одного агрегата с установленной мощностью при  $H_p$ ;
- работа одного агрегата при  $H_{min}$  и соответствующей ему мощности на линии ограничения;

Высоту отсасывания определим по формуле:

$$H_s = 10,33 - \frac{Z_{НБ}(Q_{НБ})}{900} - \sigma H - 1.5 + \Delta Z_{x.пл}. \quad (3.15)$$

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

$\Delta Z_{x.пл}$  - для ПЛ турбины принимается 0м;

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

Полученные результаты представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Результаты расчета высоты отсасывания гидротурбины

Тип турбины	D <sub>1</sub> , м	Z <sub>a</sub> , шт	nc, об/мин	Na, МВт	Hs <sub>1</sub> , м	Hs <sub>2</sub> , м	Hs <sub>3</sub> , м
ПЛ60-В	6	3	136,4	137	-1,72	-5,64	2,78

После определим отметку расположения рабочего колеса, которая будет рассчитываться для самого неблагоприятного случая.

$$\nabla Z_{P.K.1} = 228 - 5,64 = 223,7 \text{ м.} \quad (3.16)$$

Такая отметка расположения рабочего колеса позволит обеспечивать бескавитационную работу гидротурбины во всех расчётных режимах.

### 3.2.2 Выбор конструктивной схемы компоновки гидротурбины

В соответствии с ГОСТ 108.023.105-84, выбираем 4 схему компоновки агрегата.

### 3.2.3 Определение геометрических размеров проточной части гидротурбины ПЛД60-В60°-600

Произведем расчет спиральной камеры.

Из ГУХ турбины высоту направляющего аппарата  $b_0 = 2,12\text{м}$ ; угол обхвата  $\varphi = 225^\circ$ . Основные размеры статора:  $D_a = 9,4\text{ м}$ ;  $D_b = 8,2\text{ м}$ ;

Последовательно задаваясь рядом значений углов  $\varphi_i$  через  $\Delta\varphi = 15^\circ$  рассчитаем все сечения спиральной камеры. Результаты расчёта представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Результаты гидромеханического расчета сечений

Величина	Сечения											
	вх	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	вых
$r_i$	10,4	9,8	9,2	8,7	8,1	7,5	6,9	6,3	5,8	5,2	4,6	4,1
$b_i$	4,8	4,6	4,3	4,0	3,7	3,5	3,2	2,9	2,6	2,4	2,1	1,8
$r_k$	5,4	5,4	5,3	5,2	5,1	5,1	5,0	4,9	4,8	4,8	4,7	4,6
$r_k/r_a$	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
$\ln(r_k/r_a)$	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
$r_i/r_a$	2,2	2,1	2,0	1,8	1,7	1,6	1,5	1,4	1,2	1,1	1,0	0,9
$\ln(r_i/r_a)$	0,8	0,7	0,7	0,6	0,5	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0,0	-0,1
$b \cdot \ln(r_i/r_a)$	3,8	3,4	2,9	2,5	2,0	1,6	1,2	0,9	0,5	0,2	0,0	-0,3
$r_k \cdot \text{ctgy}$	20,3	20,0	19,7	19,4	19,2	18,9	18,6	18,3	18,0	17,8	17,5	17,2
$r_k \cdot \text{ctgy} \cdot \ln(r_k/r_a)$	2,9	2,6	2,3	2,0	1,7	1,4	1,1	0,8	0,5	0,2	0,0	-0,3
$m_i$	2,7	2,5	2,2	1,9	1,6	1,3	1,1	0,8	0,5	0,2	-0,1	-0,3
$J_i$	3,9	3,5	3,1	2,6	2,2	1,9	1,5	1,1	0,8	0,5	0,2	0,0
$\varphi_i$	225,0	200,1	175,4	151,5	128,4	106,3	85,3	65,4	46,7	29,6	14,0	2,1
$a_i$	5,7	5,1	4,5	4,0	3,4	2,8	2,2	1,6	1,1	0,5	-0,1	-0,6

По данным таблицы 3.6 строим график зависимости  $\varphi_i = f(r_i)$ , представленный на рисунке 3.2. На основе данных таблицы 3.6, а также построенного графика выполняем теоретический чертеж спиральной камеры (Приложение В, рисунок В.3).

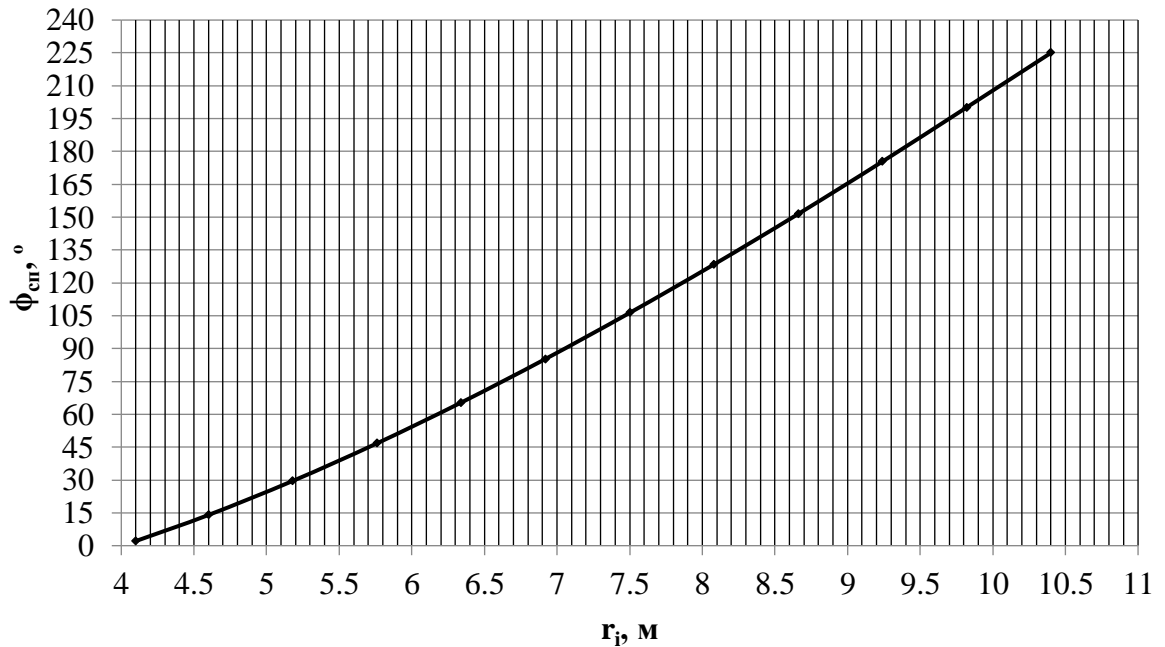


Рисунок 3.2 – График зависимости  $\varphi_i = f(r_i)$

### 3.2.3 Расчет вала на прочность

Произведем расчет вала на прочность.

$$D_B^* \geq (5.1 \cdot M_{кр} / [\tau_{доп}])^{0,33} \text{ м}, \quad (3.17)$$

где  $[\tau_{доп}] = 33 \text{ МПа}$ ;

$$M_{кр} = 0,00974 \cdot N / n_{синх}. \quad (3.18)$$

Результаты расчетов занесем в таблицу 3.7:

Таблица 3.7–Результаты расчета вала на прочность

N	$n_{синх}$	$D_1$	$\tau_{доп}$	$M_{кр}$	$D_B$
кВт	об/мин	м	МПа	МН·м	м
137000	136,4	6	31	0,996	1,17

Принимаем диаметр вала из стандартных значений равный 1.2 м.

### 3.2.4 Расчет подшипника

Рассчитаем два варианта подшипников.  
Результаты расчетов приведены в таблице 3.8.

Таблица 3.8– Расчет подшипников

Кольцевой					Сегментный					
h п	R рад	U	[p уд]	p уд	Z сег	α	R <sub>1</sub>	l сегм	p уд	[p уд]
М	кН	м/с	кПа	кПа	шт	°	кН	м	кПа	кПа
0,5	20,4	17,36	503,45	220,3	10	36	41,3	0,33	815,7	868,0

$$p_{уд} \leq [p]_{уд пр}$$

Из условия 3.35, выбираем сегментный подшипник.

### 3.2.5 Выбор типа МНУ и колонки управления

По номограмме представленной в [6] для турбины ПЛД60-В60°-600 определим тип маслонапорной установки: МНУ 12,5/1-40-12,5-2.

Маслонапорная установка с гидроаккумулятором ГА 12,5/1-40 вместимостью 12,5 м<sup>3</sup>, состоящим из одного сосуда с номинальным избыточным давлением 4 МПа, с маслонапорным агрегатом МА 12,5-2, имеющим сливной бак вместимостью 12,5 м<sup>3</sup> с двумя насосами. По таблице, приведенной в [6] выбран электрогидравлический регулятор: ЭГРК-150-4 и тип панели электрооборудования ЭГР-МП.

## 3.3 Гидрогенераторы

Подбираем гидрогенератор по справочным данным для утвержденной турбины ПЛД60-В60°-600 по следующим параметрам:  $N_a = 137$  МВт;  $n_c = 136,4$  об/мин.

Подобран серийный гидрогенератор СВ-1085/250-44, со следующими данными, представленными в таблице 3.9.

Таблица 3.9–Номинальные данные гидрогенератора СВ-1085/250-44

Тип		СВ-1085/250-44
Мощность номинальная	полная, МВА	140
	активная, МВт	137
Номинальное напряжение, кВ		13,8
Коэффициент мощности ( $\cos\varphi$ )		0,98
Частота сети, Гц		50
Номинальная частота вращения, об/мин		136,4
Номинальный ток статора, А		5849
Ток ротора при номинальной нагрузке, А		1800
$I_{\text{ном}}/ I_{\text{fx}}$		1,74
Индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)	синхронное $x_d$	1,01
	переходное $x'_d$	0,33
	сверхпереходное $x''_d$	0,24
емкость обмотки статора, мкФ/фаза		0,9

### 3.4 Подъёмно-транспортное оборудование

В машинном зале ГЭС устанавливается основное крановое оборудование станции, предназначенное для выполнения всех грузоподъемных операций и перемещения грузов внутри машинного зала, и монтажной площадки.

По справочным данным, в соответствии с шириной пролёта и весом самого тяжёлого узла оборудования машинного зала выбираем мостовой кран грузоподъёмностью 500 т в количестве 1 шт. Данный выбор обусловлен числом агрегатов (при  $Z_a < 5$  принимается один кран) и наибольшей массой монтажного узла – турбины с валом ( $m_T \approx 460\text{т}$ ).

## 4 Электрическая часть

### 4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений

Основные требования предъявляемые к главным схемам ГЭС:

- Надежность и безотказность в работе;
- Маневренность схемы;
- Простота и наглядность;
- Экономичность.

В соответствии со Стандартом организации «Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования» СТО РусГидро 01.01.78-2012 в главных электрических схемах электростанций применяются следующие типы электрических блоков:

- одиночный блок;
- укрупненный блок;
- объединенный блок.

Тип блока выбирается на основании технико-экономического расчета.

Для рассмотрения принимаются схемы одиночного и укрупнённого блоков, представленные на рисунках 4.1 и 4.2 соответственно.

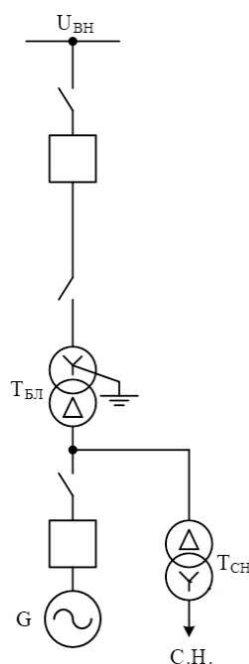


Рисунок 4.1 – Структурная схема одиночного блока

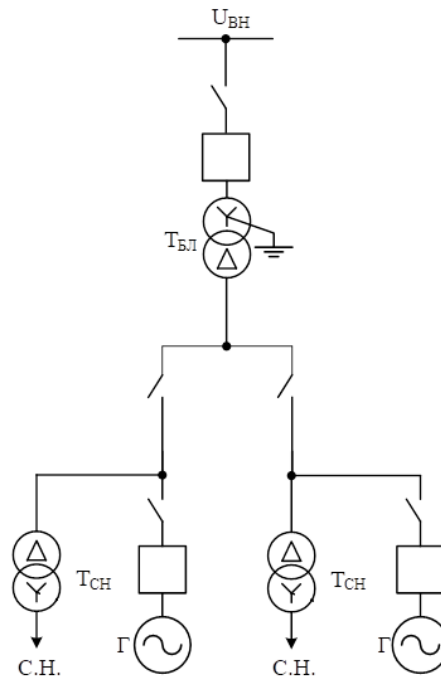


Рисунок 4.2 – Структурная схема укрупнённого блока

Для обеспечения надежности была выбрана схема одиночного блока.

## 4.2 Главные повышающие трансформаторы

### 4.2.1 Выбор блочных трансформаторов высшего напряжения для схемы с простыми блоками

Расчетная мощность трансформатора:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos\varphi_{\Gamma}} = \frac{137 - 137 \cdot 0,01}{0,98} = 138,4 \text{ МВА.} \quad (4.1)$$

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

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираются трансформаторы ТДЦ-200000/220–У1. Каталожные данные приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Каталожные данные трансформатора ТДЦ 200000/220–У1

$S_{\text{ном}}, \text{ МВ}\cdot\text{А}$	$U_{\text{н}}, \text{ кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{ кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{ кВт}$	$I_{\text{х}}, \%$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
200	242	13,8; 15,75; 18	11	580	200	0,45

Рассчитаем время максимальных потерь  $\tau$ .



$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2405,3 \text{ ч/год}, \quad (4.2)$$

Время работы блока в течение года:

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

где  $\mu=1$  – частота ремонтов (текущих, средних, капитальных), 1/год;

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

$\omega=0,03$ – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;

$T_{\text{в}}=70$  – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч.

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8728,5 \text{ ч/год},$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{Т}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,2 \cdot 8728,5 = 1745,70 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.4)$$

где  $n_{\text{Т}}$  – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_n = \frac{P_{\text{кз}}}{n_{\text{Т}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{НОМ}}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{580}{1} \cdot \left(\frac{138,4}{200}\right)^2 \cdot 2405,3 = 668,050 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.5)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$I_{\text{пот.}} = (\beta_1 \cdot \Delta W_{\text{хх}} + \beta_2 \cdot \Delta W_n), \quad (4.6)$$

где  $\beta_1, \beta_2$  – стоимость одного кВт · ч электроэнергии.

Для 3 блоков:

$$I_{\text{пот1}}^{220} = 3 \cdot (\beta_1 \cdot \Delta W_{\text{хх}} + \beta_2 \Delta W_n) = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 1745,700 + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 668,050 = 16,49 \text{ тыс. руб/год}. \quad (4.7)$$

## 4.2.2 Выбор трансформаторов собственных нужд

Доля мощности, потребляемой на собственные нужды станции, составляет 1,0% от  $S_{Г\text{ ном}}$ :

$$S_{\text{с.н.расч}} = \frac{P_{\text{с.н.}}}{\cos\varphi_{Г}} = \frac{4,1}{0,98} = 4,8\text{МВА}. \quad (4.8)$$

На генератор устанавливается собственный трансформатор собственных нужд. По каталожным данным выбираем ТСЗ 5000/13,8 УЗ стоимостью 1550 тыс.руб. Таких трансформаторов потребуется 3 штуки. Общая стоимость составит – 4650 тыс.руб.

В качестве резерва выбираем трансформатор ТСЛ 7000/35-У1, ДГУ БМ-Камминс-1000, 1МВА.

## 4.3 Распределительное устройство

### 4.3.1 Выбор количества отходящих воздушных линий

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 220 кВ:

$$P_{\text{нат}} = 135 \text{ МВт}; \cos\varphi = 0,85.$$

Число линий 220 кВ:

$$n = \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{с.н.}}}{P_{\text{нат}} \cdot k / \cos\varphi} + 1 = \frac{410 - 4,1}{135 \cdot 1,2 / 0,85} + 1 \approx 3 \text{ линии}, \quad (4.9)$$

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot n_{\text{л}} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{415,2}{\sqrt{3} \cdot 3 \cdot 220} = 0,363 \text{ кА}, \quad (4.10)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = I_{\text{раб}} \cdot \alpha_I \cdot \alpha_t = 363 \cdot 1,05 \cdot 1 = 381,2 \text{ А}, \quad (4.11)$$

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 в соответствие с ПУЭ выбираем провод АС-400/51. Допустимый продолжительный ток  $I_{\text{доп}} = 825 \text{ А}$ .

Проверка провода по нагреву:

$$I_{п.авар} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot (n_{л} - 1) \cdot U_{НОМ}} = \frac{415,2}{\sqrt{3} \cdot (3 - 1) \cdot 220} = 545A. \quad (4.12)$$

Исходя из условия  $I_{доп} > I_{п.ав}$ :

$I_{доп} = 825 > I_{п.ав} = 545$  - следовательно, выбранный провод удовлетворяет условию нагрева.

### 4.3.2 Выбор схемы РУ ВН

Выбор схемы электрических присоединений является важным и ответственным этапом проектирования электростанций. От выбранной схемы зависит надежность работы электроустановки, экономичность, оперативная гибкость (приспособляемость к изменяющимся условиям работы) и удобство эксплуатации, безопасность обслуживания, возможность расширения.

Число присоединений РУ 220 кВ – 6:

- 3 ВЛ 220 кВ;
- 3 блока;

Схема распределительного устройства, во многом так же зависит от схемы поставляемого оборудования производителем.

В соответствии со стандартом: "Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ", окончательно принимаем схему распределительного устройства с двумя рабочими и обходной системой шин.

Выбранная схема РУ – 220 кВ представлена на рисунке 4.3.

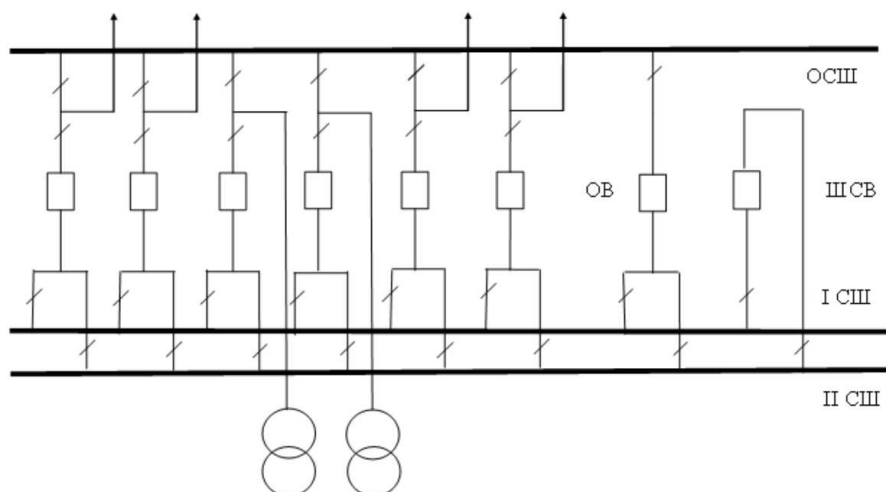


Рисунок 4.3 – Структурная схема РУ-220 кВ

## 4.4 Электротехническое оборудование

### 4.4.1 Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в РУ ВН в программном комплексе «RASTR WIN 3»

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_{\Gamma} = x''_d \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,2 \cdot \frac{13,8^2}{161,2} = 0,236 \text{ Ом}, \quad (4.13)$$

где  $x''_d$  - сверхпереходное продольное сопротивление генератора;

$U_{\text{НОМ}}$  – номинальное напряжение генератора;

$S_{\text{НОМ}}$  – полная мощность генератора.

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{\Gamma} = E''_* \cdot U_{\text{б}} = 1,13 \cdot 13,8 = 15,6 \text{ кВ}. \quad (4.14)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_{\text{T}} = \frac{U_{\text{K}\%} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{11 \cdot 242^2}{100 \cdot 200} = 32,2 \text{ Ом}. \quad (4.15)$$

Система:

$$x_{\text{С}} = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{КЗ}}} = \frac{230^2}{150} = 352,7 \text{ Ом}. \quad (4.16)$$

Линии связи 220 кВ с энергосистемой:

$$x_{\text{Л}} = \frac{x_{0,\text{уд}} \cdot l}{n} = \frac{0,42 \cdot 3}{3} = 0,42 \text{ Ом}. \quad (4.17)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_{\text{С}} = E_{*С} \cdot U_{\text{б1}} = 1,13 \cdot 230 = 259,9 \text{ кВ}. \quad (4.18)$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_{\text{T}} = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{13,8}{230} = 0,06. \quad (4.19)$$

Определим активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{*\Gamma}}{T_a \cdot \omega} = \frac{0,236}{0,045 \cdot 314} = 0,017 \text{ Ом}, \quad (4.20)$$

$$r_c = \frac{x_{*c}}{T_a \cdot \omega} = \frac{352,7}{0,035 \cdot 314} = 32,09 \text{ Ом}, \quad (4.21)$$

$$r_{\Delta} = \frac{r_{0,уд} \cdot l}{n} = \frac{0,073 \cdot 3}{3} = 0,073 \text{ Ом}, \quad (4.22)$$

$$r_{\tau} = \Delta P_k \cdot \frac{U_6^2}{S_{НОМ}^2} = 0,58 \cdot \frac{242^2}{200^2} = 0,85 \text{ Ом}. \quad (4.23)$$

Ниже представлены рисунки (4.4-4.6) с внесёнными в RastrWin исходными данными. Получившиеся данные показаны в таблице 4.2.

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном
1	<input type="checkbox"/>			зак	1	Генератор 1		14
2	<input type="checkbox"/>			зак	2	Генератор 2		14
3	<input type="checkbox"/>			зак	3	Генератор 3		14
4	<input type="checkbox"/>			зак	4	Блок 1		14
5	<input type="checkbox"/>			зак	5	Блок 2		14
6	<input type="checkbox"/>			зак	6	Блок 3		14
7	<input type="checkbox"/>			зак	7	ОРУ		230
8	<input type="checkbox"/>			зак	8	Система		230

Рисунок 4.4 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	тип0	N_нач	N_кон	N_л	Название	R	X	G	B	Кт/л	Кт/г
1	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	1	4			Генератор 1 - Блок 1						
2	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	2	5			Генератор 2 - Блок 2						
3	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	3	6			Генератор 3 - Блок 3						
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	4	7			Блок 1 - ОРУ	0,00	32,20				0,060
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	5	7			Блок 2 - ОРУ	0,00	32,20				0,060
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	6	7			Блок 3 - ОРУ	0,00	32,20				0,060
7	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	Выкл	7	8			КРУЭ - Система	0,07	0,42	4,5	0,8		

Рисунок 4.5 – Исходные данные по ветвям

	S	s0	N арг	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1			1	Генератор 1	1	0,017	0,240	0,017	0,24	0,017	0,24	15,600
2			2	Генератор 2	2	0,017	0,240	0,017	0,24	0,017	0,24	15,600
3			3	Генератор 3	3	0,017	0,240	0,017	0,24	0,017	0,24	15,600
4			4	Система	8	29,400	322,600	29,400	322,60	29,400	322,60	248,600

Рисунок 4.6 – Исходные данные по генераторам

Таблица 4.2 – Место короткого замыкания и результаты расчёта в точках

Вид несимметрии	Точка КЗ	$I_n$ , кА	$i_n$ , кА
ОКЗ	ОРУ	18,2	28,3
ТКЗ	ОРУ	12,1	18,9
ТКЗ	Генераторы: 1,2,3	37,6	95,7

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

При выборе токоведущих частей необходимо обеспечить выполнение ряда требований. Проведем проверку токоведущих частей на термическую стойкость, это выполняется для того, чтобы убедиться, что ни в одном из этих режимов температура проводника не превысит допустимой.

Рабочий ток в присоединениях генераторов Г1-Г3 13,8 кВ:

$$I_{Г,раб\ max} = 1,05 \cdot I_{Г,ном} = 1,05 \cdot \frac{S_{Г,ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{Г,ном}}, \quad (4.24)$$

$$I_{Г,раб.маx} = 1,05 \cdot \frac{161,2}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 7,08\text{кА.}$$

Рабочий ток трансформатора ТДЦ-200000/220-У1:

$$I_{Т1-Т3,раб.маx} = 1,05 \cdot \frac{S_{Т,ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т,ном}} = 1,05 \cdot \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 242} = 0,5\text{ кА.} \quad (4.25)$$

Рабочий ток в линии связи с системой 220 кВ:

$$I_{Л1-Л3,раб.маx} = \frac{S_{уст} - S_{с.н.}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{410 - 4,1}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,36\text{кА.} \quad (4.26)$$

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

$$I_{Л1-Л3, \text{раб. утж}} = \frac{S_{\text{уст}} - S_{\text{с.н.}}}{(n-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{410 - 4,1}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,53 \text{ кА.} \quad (4.27)$$

#### 4.4.3 Выбор и проверка аппаратов 220 кВ

Используя каталог производителя ЗАО «Энергомаш» и ЗАО «ЗЭТО» выбираем элегазовый баковый выключатель ВЭБ-220 и разъединитель РГ-220/1000-УХЛ1. Также оборудование (измерительные трансформаторы тока и напряжения, заземляющие ножи и разъединители, выключатели) должно проходить по термической и динамической стойкости.

Производим проверку на динамическую и термическую стойкость. Для этого рассчитаем  $V_k$  и сравним его с параметром данным в каталоге.

Каталожные данные ОРУ 220 кВ представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВЭБ-220	Разъединитель РГ-220/1000 УХЛ1
$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 530 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{н0}} = 18,2 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.откл}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 31,5 \text{ кА}$
$i_y = 28,3 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 80 \text{ кА}$
$V_{\text{к.расч}} = I_{\text{н0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) = 13,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 80^2 \cdot 3 = 19200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

По значениям токов рабочего и утяжеленного режимов выбирается высокочастотный заградитель – ВЗ-1250-0,5 (высокочастотный заградитель, номинальный ток, номинальная индуктивность). Фильтр присоединения ФПМ-РС-3200/50 –укомплектован конденсатором связи ООО «Конденсатор». А также был выбран трансформатор тока (таблица 4.4), трансформатор напряжения (таблица 4.6). Выбран анализатор сети АПКЭ-1 производство ООО "НПФ Прософт-Е"и синхронизатор АС-М3 производство ООО «АСУ-ВЭИ» (таблица 4.7).

Таблица 4.4 – Параметры трансформатора тока ТТЭО-220.

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети ном}}$	$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб max}}$	$I_{\text{раб max}} = 329 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$

Устанавливаются укомплектованные заземлителями разъединители» (таблица 4.5).

Таблица 4.5 – Параметры разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные
$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 252 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 364 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$
$i_y = 25,08 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$
$I_{\text{по}} = 6,17 \text{ кА}$	$I_{\text{терм}} = 40 \text{ кА}$

Таблица 4.6 – Параметры трансформатора напряжения ТНЭО-220

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети ном}}$	$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$

Устанавливаются измерительные трансформаторы напряжения ТНЭО-220 заземленный однофазный с газовой изоляцией. Подключаются на каждую из сборных шин и воздушных линий.

По ПУЭ, трансформаторы со всех сторон защищаются ограничителями перенапряжений. В цепи 220 кВ блочного трансформатора, шинного измерительного трансформатора напряжения устанавливается ОПН-П-220/680/176 производства «Полимераппарат».

Таблица 4.7 – Параметры анализатора сети и синхронизатора

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В · А)
Анализатор сети	АПКЭ-1	Ethernet M-bus	0,5	6
Синхронизатор	АС-М3	Ethernet M-bus	0,5	10

По значениям токов рабочего и утяжеленного режимов выбирается высокочастотный заградитель – ВЗ-1250-0,5 (высокочастотный заградитель, номинальный ток, номинальная индуктивность). Фильтр присоединения – укомплектован конденсатором связи ООО «Конденсатор».



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

Выбираем для генераторов, присоединённых к РУ ВН генераторный комплекс КАГ-20, производитель ОАО «Электроаппарат», который состоит из элегазового выключателя типа ВГГ-20, разъединителей, заземлителей, трансформаторов тока и напряжения. Для защиты комплекса от перенапряжений предусмотрена установка ОПН. Параметры генераторного комплекса представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Параметры генераторного комплекса

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети ном}}$	$U_{\text{сети ном}} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб max}}$	$I_{\text{раб max}} = 7080 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 8000 \text{ А}$
$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{п.0}}$	$I_{\text{п.0}} = 37,6 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} = 90 \text{ кА}$
$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{у}}$	$i_{\text{у}} = 95,7 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 230 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}} \leq B_{\text{к.ном}}$	$B_{\text{к.расч}} = 56,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$B_{\text{н.расч}} \% \leq B_{\text{н.ном}}\%$	$\beta_{\text{н}\%} = \frac{i_{\text{а}}}{\sqrt{2}I_{\text{н0}}} * 100 = 84$	$\beta_{\text{н}\%} = 90$

В состав выбранного генераторного выключателя входит разъединитель РВЗР-20/8000. Параметры разъединителя согласованы с параметрами выключателя заводом изготовителем, таблица 4.9.

Таблица 4.9 – Параметры разъединителя.

Параметры	Значение
$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	13,8
$I_{\text{ном}}, \text{А}$	8000
$I_{\text{откл.ном}}, \text{кА}$	125
$i_{\text{пр.скв}}, \text{кА}$	230
$B_{\text{к.ном}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	2500

Из ПУЭ трансформаторы со всех сторон защищаются ограничителями перенапряжений. В цепи 13,8 кВ блочного трансформатора устанавливаем ОПН-п-20 (п-полимер, материал покрытия).

Устанавливаются измерительные трансформаторы тока ТШЛ-СЭЩ 20 (четыре вторичных обмотки) со стороны главных выводов, ТЗЛК-СЭЩ со стороны нулевых выводов. На присоединении трансформатора собственных нужд еще ТОЛ-СЭЩ производства «Электроцит».

Устанавливаются измерительные трансформаторы напряжения – 3хЗНОЛ-СЭЩ 20 (заземленный, с литой изоляцией, трехфазная группа) производства «Электроцит».

## 5 Устройства РЗА

Силовое электрооборудование электростанций, подстанций и электрических сетей должно быть защищено от коротких замыканий и нарушений нормальных режимов устройствами релейной защиты, автоматическими выключателями или предохранителями и оснащено устройствами электроавтоматики, в том числе устройствами противоаварийной автоматики и устройствами регулирования.

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

На генераторном напряжении:

$$I_{\text{нг}}^1 = \frac{P_{\text{ном}}/\cos\varphi}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{137 \cdot 10^3/0,98}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 5849 \text{ А.} \quad (5.1)$$

Номинальный ток генераторного напряжения приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{нг}}^2 = \frac{I_{\text{нг}}^1 \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{тт}}} = \frac{5849 \cdot 1}{6000/5} = 4,87 \text{ А.} \quad (5.2)$$

Выбор вспомогательного генератора:

$$I_{\text{нг.вг.}} = \frac{I_{\text{ном.рот.}}}{1,2255} = \frac{1800}{1,2255} = 1469 \text{ А,} \quad (5.3)$$

$$S_{\text{вг}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{нн.те.}} \cdot I_{\text{нн.те.}} = \sqrt{3} \cdot 0,27 \cdot 1469 = 687 \text{ кВА.} \quad (5.4)$$

Принимаем генератор мощностью 700 кВА

Номинальный ток вспомогательного генератора:

$$I_{\text{нг.вг.}}^1 = \frac{700}{\sqrt{3} \cdot 0,27} = 1497 \text{ А,} \quad (5.5)$$

$$I_{\text{нг.вг.}}^2 = \frac{1497}{1500/5} = 4,99 \text{ А.} \quad (5.6)$$

### 5.1 Перечень защит основного оборудования

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

На гидрогенераторе устанавливаются защиты от:

- замыканий на землю на стороне генераторного напряжения;

- от замыканий на землю обмотки ротора генератора
- продольная дифференциальная защита генератора от многофазных замыканий в обмотке статора генератора и на его выводах;
- перегрузки генератора токами обратной последовательности
- симметричной перегрузки обмотки статора генератора и обмоток трансформатора;
- перегрузки обмотки ротора генератора током возбуждения
- повышения напряжения на статоре генератора и трансформаторе блока

- замыканий на землю в одной точке цепи возбуждения
- асинхронного режима с потерей возбуждения
- от асинхронного режима без потери возбуждения генератора
- от повышения напряжения
- от длительной форсировки
- устройство контроля исправности цепей генераторного напряжения
- устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора
- от понижения частоты на холостом ходу генератора

На силовом трансформаторе устанавливаются защиты от:

- дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- многофазных замыканий в обмотках и на выводах трансформатора;
- замыканий между витками в обмотках трансформатора;
- понижения уровня масла в баке трансформатора;
- Токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю в сети 220 кВ;

- Резервная максимальная токовая защита;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока;
- Защита от потери охлаждения;
- Защита от перегрева масла;
- Защита от перегрева обмотки;

На линиях электропередачи 220 кВ:

Основные защиты:

- дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.

Резервные защиты:

- 3-х 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.

Противоаварийная автоматика:

- автоматика ограничения повышения напряжения (АОПН);
- автоматика ликвидации асинхронных режимов (АЛАР).

## 5.2 Описание защит и расчет их уставок

### 5.2.1 Продольная дифференциальная защита генератора

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ( $I_{с.з.} < 0,2 \cdot I_{ном}$ ) защитой от междуфазных КЗ в обмотке статора генератора и на его выводах.

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

Номинальный ток генератора:  $I_H = 5849$  А.

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

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

$$I_{НБ(Н)} = K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_H = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 5849 = 292,5 \text{ А}, \quad (5.7)$$

где  $K_{ОДН} = 0,5$  – коэффициент однотипности трансформаторов тока;

$f_i = 0,1$  – относительная погрешность трансформатора тока.

Уставка выбирается из условия:

$$I_{ср0} \geq K_H \cdot I_{НБ(Н)} = 2 \cdot 292,5 = 584,9 \text{ А}, \quad (5.8)$$

где  $K_H = 2$  – коэффициент надежности.

Принимаем уставку:

$$I_{ср0} = 0,15 \cdot I_H = 0,15 \cdot 5849 = 877,4 \text{ А}. \quad (5.9)$$

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ равен:

$$I_{НБ(КЗ)} = K_{АП} \cdot K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_{МАКС}, \quad (5.10)$$

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

$f_i = 0,1$  – относительная погрешность трансформатора тока;

$K_{ОДН} = 0,5$  – коэффициент однотипности трансформаторов тока;

$I_{МАКС}$  – максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трехфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения, определяемый как:

$$I_{МАКС} = \frac{E_G''}{X_d''} \cdot I_H = \frac{1,05}{0,24} \cdot 5849 = 25151 \text{ А}, \quad (5.11)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса:

$$I_{НБ(КЗ)} = 2 \cdot 0,5 \cdot 0,1 \cdot 25151 = 2515,1 \text{ А},$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{НБ(КЗ)} \cdot K_H}{I_T}, \quad (5.12)$$

где  $K_H = 2$  – Коэффициент надежности;

$I_T$  – ток трехфазного замыкания на выводах генератора.

$$K_T > \frac{2515,1 \cdot 2}{25151} = 0,2,$$

Принимаем уставку  $K_T = 0,3$ .

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

$$I_{НТ} = \frac{I_{*СР}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5, \quad (5.13)$$

Тормозной ток  $B$  определяет точку излома характеристики срабатывания.

При выборе  $B$  должно выполняться условие:

$$B \geq \frac{I_{*СР}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5, \quad (5.14)$$

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

Для обеспечения надёжной работы при больших токах КЗ в зоне действия, предусматривается ТО с током срабатывания:

$$I_{ОТС} = 2 \div 12 I_H. \quad (5.15)$$

Принимаем уставку:

$$I_{отс} = 3I_N = 17547 \text{ А.} \quad (5.16)$$

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

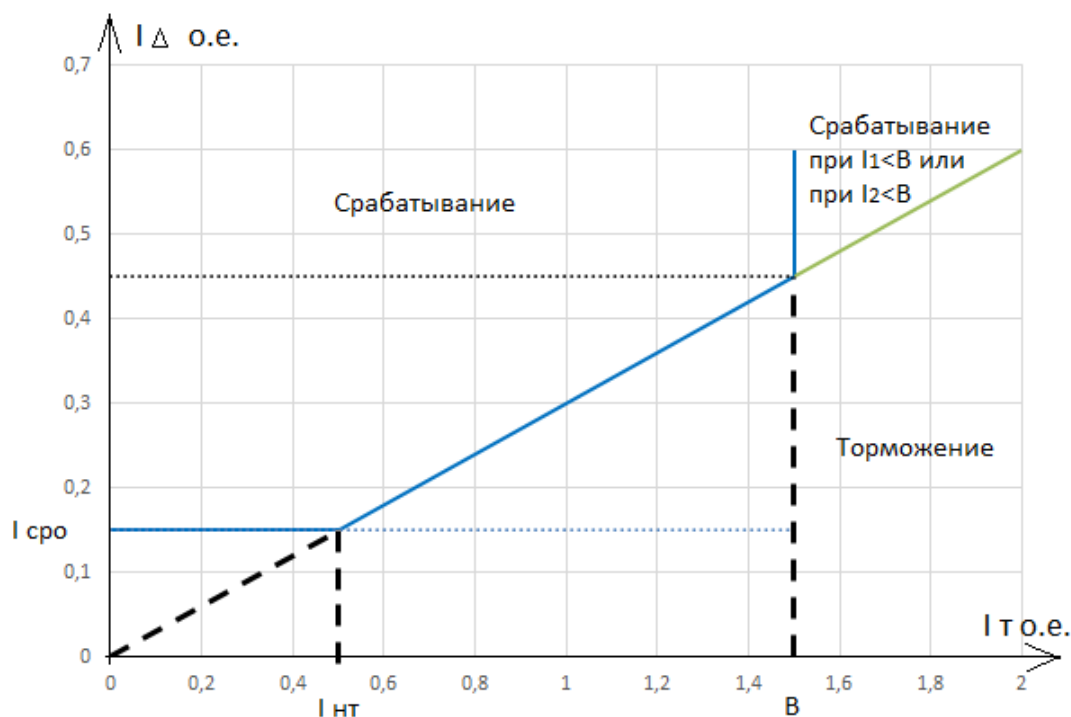


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

### 5.2.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

1-й орган ( $U_0$ ) реагирует на основную составляющую напряжения нулевой последовательности  $U_0$  и защищает 85-95% витков обмотки статора со стороны фазных выводов;  $U_0$  включается на напряжение нулевой последовательности, измеряемое трансформатором напряжения, установленным в нейтрали генератора.

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

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

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

Расчёт напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора выполнен в соответствии с методикой, рекомендованной Руководящими Указаниями. Схема замещения для определения  $U_{0эл.ст.}$  представлена на рисунке 5.2

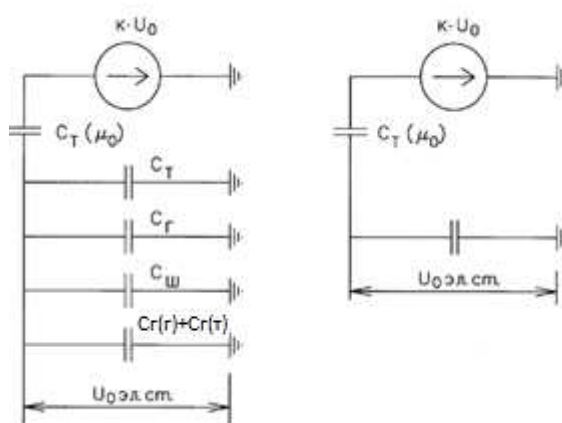


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения  $U_{0эл.ст.}$

$$U_{0эл.ст.} = K \cdot U_0 \frac{C_T \cdot (\mu_0)}{C_T \cdot (\mu_0) + C_{\Sigma}}, \quad (5.17)$$

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

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

$C_T \cdot (\mu_0)$  – ёмкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора. Принимается равной 0,010 мкФ/фазу;

$C_r$  – ёмкость одной фазы обмотки статора генератора на землю. Принимается равной 0,48 мкФ/фазу (по данным завода);

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

$C_{\text{ш}}$  – ёмкость шинпровода по отношению к земле. Принимается равной 0,008 мкФ/фазу;

$C_{\text{ВГ}}$  – ёмкость генераторного выключателя 10,5 кВ. Принимаем равной 0,25 мкФ/фазу.

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{НОМ ВН}}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,6 \text{ кВ.} \quad (5.18)$$

Суммарная ёмкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_{\Gamma} + C_{\text{ш}} + C_{\text{ВГ}} = 0,0073 + 0,9 + 0,008 + 0,35 = 1,26 \text{ мкФ/фазу.} \quad (5.19)$$

Суммарный ёмкостной ток сети 13,8 кВ:

$$I_c = 1,73 \cdot U_{\text{л}} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 1,73 \cdot 13,8 \cdot 10^3 \cdot 314 \cdot 1,265 \cdot 10^{-6} = 9,48 \text{ А} \quad (5.20)$$

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканиях на стороне 220:

$$U_{0\text{эл.ст.}} = 0,5 \cdot 46600 \cdot \frac{0,012}{0,012+1,265} = 218,95 \text{ В.}$$

Напряжение срабатывания защиты определяется из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \cdot \frac{1}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0\text{эл.ст.}} = \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 218,95}{\frac{13,8}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}} = 4,34 \text{ В,} \quad (5.21)$$

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

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

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

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

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

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

При  $K_{\text{T}} = 1,1$  орган  $U_{03}$  работает селективно и защищает 32,3% обмотки статора со стороны нейтрали.



Расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора:

$$X = \frac{1}{K_T+2} = \frac{1}{1,1+2} = 0,323 \text{ о.е.} \quad (5.22)$$

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

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

#### 5.2.4 Защита от повышения напряжения

Уставка комплекта  $U_2 >$  выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В.} \quad (5.23)$$

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

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

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.24)$$

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

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

#### 5.2.5 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий

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

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

$$I_{*2} = I_2 / I_H, \quad (5.25)$$

где  $I_2$  — ток обратной последовательности в первичной цепи генератора;

$I_H$  – номинальный ток генератора в первичной цепи.

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

$$t_{\text{доп}} = A/I_{*2}^2, \quad (5.26)$$

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

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

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

$$I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot I_H = 0,07 \cdot 5849 = 409,43 \text{ А.} \quad (5.27)$$

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

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t_{\text{макс}}}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18. \quad (5.28)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15, \quad (5.29)$$

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,17 \cdot I_H = 0,17 \cdot 5849 = 877,4 \text{ А.} \quad (5.30)$$

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{20}{0,15^2} \approx 889 \text{ с.} \quad (5.31)$$

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

$$t_{\text{CP}} = \frac{20}{(I_{*2})^2}, \quad (5.32)$$

$$A_{\text{ИЮ}} = 20 = (I_{*2})^2 \cdot t_{\text{CP}}. \quad (5.33)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе показаны в таблице 5.1. Характеристика длительности представлена на рисунке 5.3.

Таблица 5.1 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности $I_2/I_n$	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность (с)	20	55	80	125	220	500

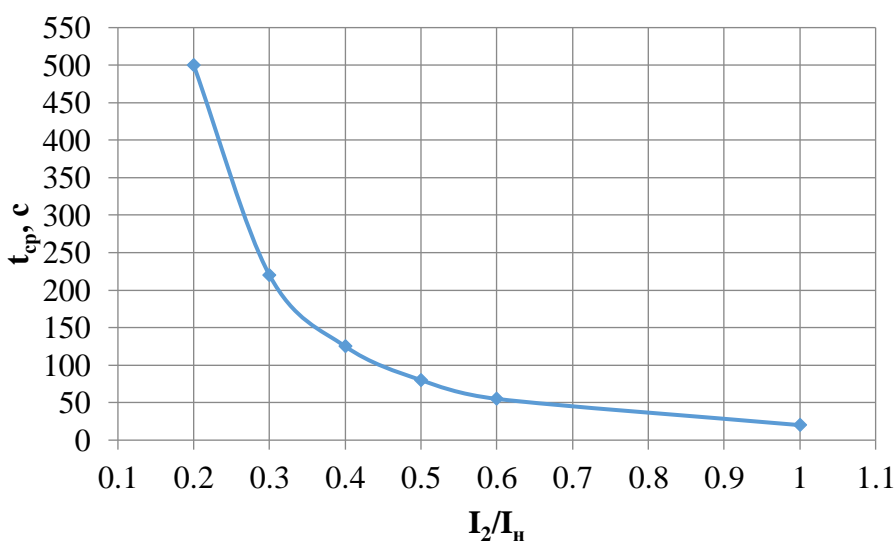


Рисунок 5.3 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

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

Интегральный орган действует на отключение выключателя генератора, гашение полей. 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» ( $t_{охл}$ ) и регулируется в диапазоне от 10 до 999 с. Этот параметр выставляется согласно указаниям завода-изготовителя ( $t_{охл} = 100$ с).

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

2. Из условия обеспечения чувствительности при двухфазном КЗ на отходящих ВЛ;
3. Из условия согласования по чувствительности и времени действия с защитами ВЛ.

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

По второму условию:

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

При двухфазном коротком замыкании в конце линии 220 кВ:

$$I_2^* = \frac{E'}{(x_{dВН}^* + x_{2ВН} + 2 \cdot x_T + 2X_L^*)}, \text{ но так как } x_{dВН}^* = x_{2ВН}, \quad (5.34)$$

$$I_2^* = \frac{E'}{2(X_T^* + X_{dВН}^* + X_L^*)} = \frac{1}{2 \cdot (0,077 + 73,8 + 0,001)} = 0,0068 \text{ о. е.} \quad (5.35)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения

$$I_{2С.З.} \leq \frac{2 \cdot I_2^*}{K_{\text{ч}}} \cdot \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} \cdot I_{\text{НОМ}} = \frac{2 \cdot 0,0068}{1,3} \cdot \frac{242}{13,8} = 0,184 \cdot I_{\text{НОМ}}. \quad (5.36)$$

где  $x_{dВН}^*$  - сопротивление прямой и обратной последовательности генератора в относительных единицах;

$X_T^*$  - сопротивление прямой и обратной последовательности трансформатора в относительных единицах;

$K_{\text{ч}}$  - коэффициент чувствительности равный 1,3;

$X_L^*$  - сопротивление прямой и обратной последовательности ЛЭП;

$$X_T^* = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{140}{200} = 0,077 \text{ о. е.} \quad (5.37)$$

$$X_{dВН}^* = X_d'' \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \left(\frac{U_{ВН}}{U_{НН}}\right)^2 = 0,24 \cdot \frac{140}{140} \cdot \left(\frac{242}{13,8}\right)^2 = 73,8 \text{ о. е.} \quad (5.38)$$

$$X_L^* = x_{\text{уд}} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{ВН}^2} = 0,42 \cdot 3 \cdot \frac{200}{6 \cdot 242^2} = 0,001 \text{ о. е.} \quad (5.39)$$

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 с на отключении МШВ, 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.

### 5.2.6 Дистанционная защита генератора

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

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

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:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 32,21 + \frac{0,8}{3} \cdot 1,28 = 26,1 \text{ Ом}, \quad (5.40)$$

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

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

$Z'_{1Л}$  – сопротивление ЛЭП.

$$Z_T = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{U_{ВН}^2}{S_{НОМ}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{242^2}{200} = 32,21 \text{ Ом}, \quad (5.41)$$

$$Z'_{1Л} = \sqrt{(X_{уд} \cdot l)^2 + (R_{уд} \cdot l)^2} = \sqrt{(0,42 \cdot 3)^2 + (0,073 \cdot 3)^2} = 1,28 \text{ Ом}. \quad (5.42)$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,105 \cdot \frac{140}{200} + \frac{0,8}{3} \cdot \frac{140}{242^2} \cdot 1,28 = 0,06 \text{ о. е.} \quad (5.43)$$

$Z_1$  в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,06 \cdot 1,36 = 0,08 \text{ Ом}, \quad (5.44)$$

$$\text{где } Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{\text{НГ}}} = \frac{13,8^2}{140} = 1,36. \quad (5.45)$$

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{1\text{сз}} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,08 \cdot \frac{6000}{\frac{5}{13800}} = 0,97 \text{ Ом}. \quad (5.46)$$

Принимаем уставку  $Z_1 = 0,97 \text{ Ом}$ .

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,  $\Delta Z = 30 \frac{\text{Ом}}{\text{с}}$ .

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 5849} = 1,36 \text{ Ом}, \quad (5.47)$$

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):

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.}}} - 0,95}{x_d} = \frac{\frac{2 \cdot 1800}{1034} - 0,95}{1,01} = 2,51 \text{ А}, \quad (5.48)$$

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

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

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.} \Rightarrow 0,52 \text{ Ом}, \quad (5.49)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,9}{0,95 \cdot 2,5} = 0,379. \quad (5.50)$$

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

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}}{K_H} = \frac{0,38}{1,1} = 0,345 \text{ о. е.}, \quad (5.51)$$

$$Z_{C3II} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_B = 0,345 \cdot \frac{13,8^2}{140} = 0,47 \text{ Ом.} \quad (5.52)$$

Значение уставки реле составит:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{C3II} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,47 \cdot 6000/5}{13800/100} = 4,09 \text{ Ом.} \quad (5.53)$$

Принимаем уставку  $Z_{II} = 4,09 \text{ Ом}$ .

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения  $Z_{CM1} = 0,012 \text{ Ом}$ ,  $Z_{CM2} = 0,071 \text{ Ом}$ .

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

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

Характеристика срабатывания дистанционной защиты в первичных Омах представлена на рисунке 5.4.

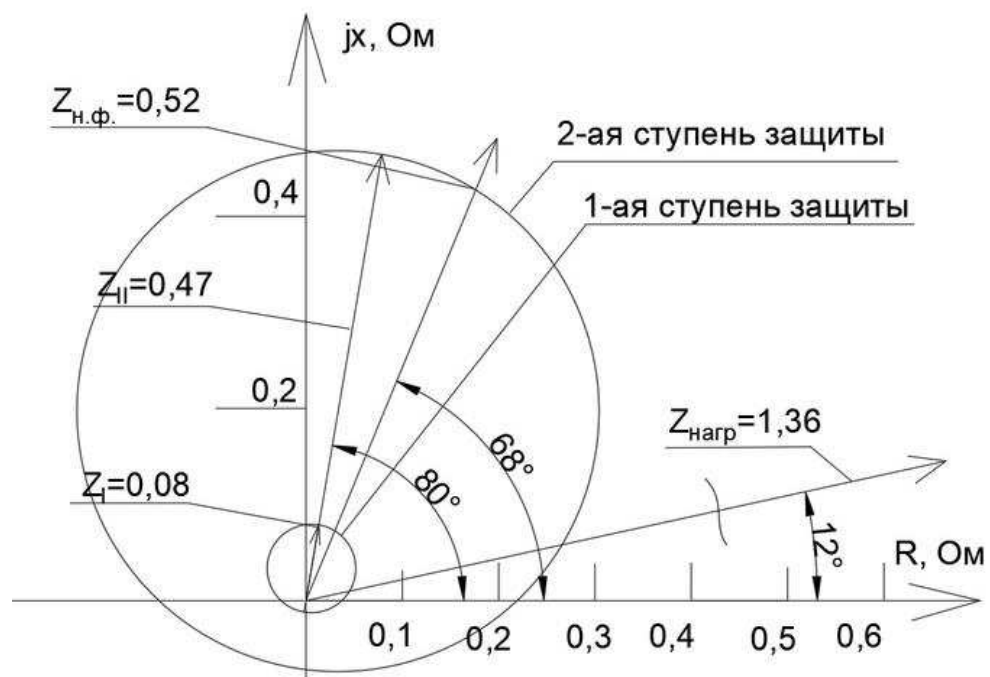


Рисунок 5.4 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты в первичных Омах

### 5.2.7 Защита ротора от перегрузки

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

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

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.54)$$

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.55)$$

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

Перегрузочная способность обмотки ротора представлена в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки $I/I_H$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки (с)	длительно	210	150	120	90	72	45	20

Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора представлена на рисунке 5.5.



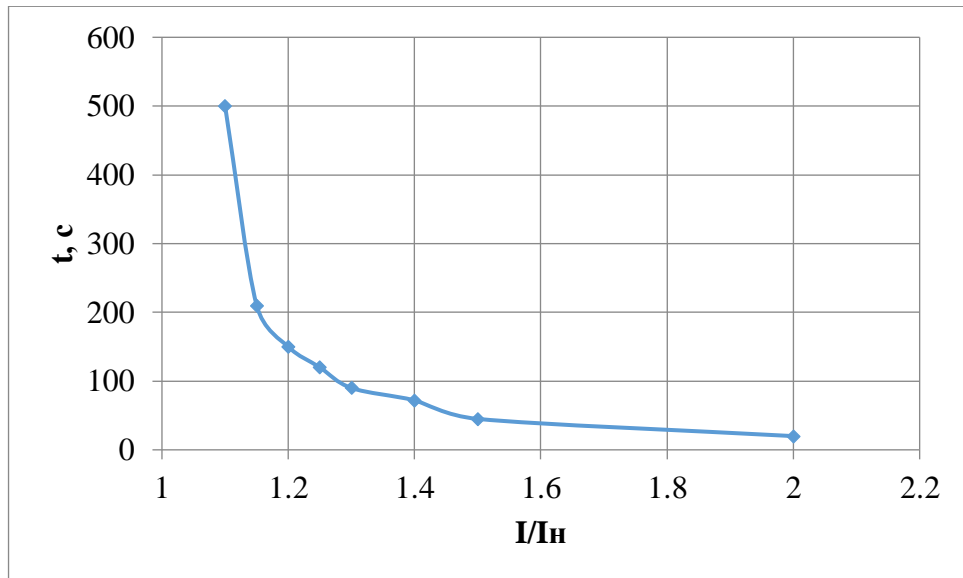


Рисунок 5.5 – Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{2,1 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,14 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.56)$$

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

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

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{СИГН}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H, \quad (5.57)$$

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:

$$I_{1\text{ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{Н}}. \quad (5.58)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.3.

Таблица 5.3 - Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

Кратность перегрузки $I/I_{\text{Н}}$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки (с)	3600	900	360	300	240	120	60	1

Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок ( $I_1$ ) представлена на рисунке 5.6.

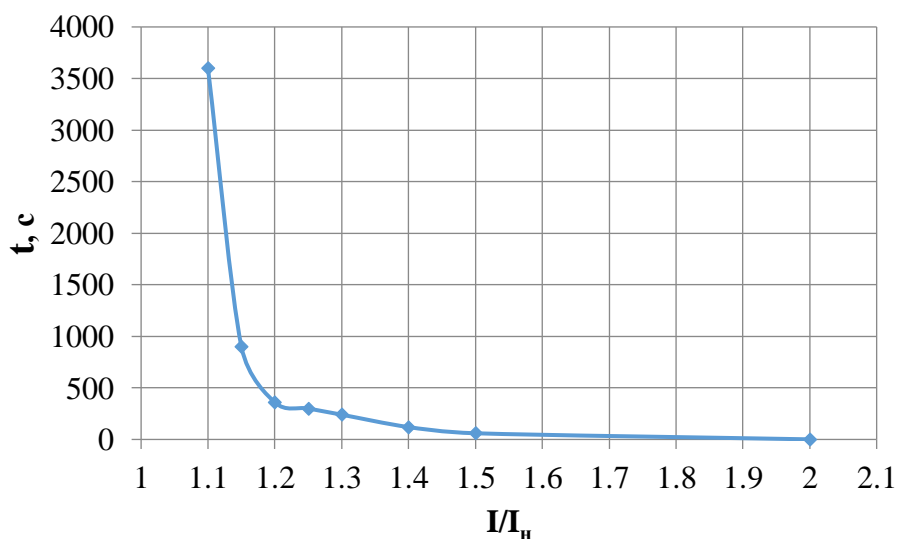


Рисунок 5.6 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок ( $I_1$ )

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

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:

$$I_{10TC} = \frac{1,4 \cdot I_{НОМ}}{0,98} = 1,43 \cdot I_{НОМ}. \quad (5.59)$$

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

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot 13800/100} = 66,02 \text{ В}. \quad (5.60)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8 с на отключени МШВ, 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.

Матрица отключений с учётом всех защит представлена в таблице Г.1 приложения Г. Уставки срабатывания защит представлены в таблице Г.2 приложения Г.

## 6 Компонровка и сооружения гидроузла

### 6.1 Проектирование сооружений напорного фронта

#### 6.1.1 Обоснование класса ГТС

Для проведения требуемых расчетов сначала необходимо определить класс гидротехнического сооружения на основании данных по СП [3].

Основание – скальное.

Высота ГТС 67м – II класс.

Мощность ГЭС  $N_{уст} = 410000$  кВт – II класс.

Число населения в НБ (25000 человек – город Зей.) – I класс.

Таким образом ГТС имеет I класс.

#### 6.1.2 Определение отметки гребня грунтовой плотины

В качестве грунтовой плотины принимаем каменно-набросную плотину с откосами равными  $m = 2$ .

За отметку гребня грунтовой плотины  $\nabla ГГП$  принимаем отметку, вычисленную по формуле:

$$\nabla ГГП = \nabla НПУ + h_s = 290 + 3,85 = 67,58 \text{ м.} \quad (6.1)$$

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

$$h_s = h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a = 3,35 + 0,0014 + 0,5 = 3,85 \text{ м.} \quad (6.2)$$

где  $h_{run1\%}$  – высота наката волн расчетной обеспеченностью 1 % на откос грунтовой плотины;

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

$a$  – конструктивный запас, зависит от класса сооружения, и составляет не менее: для I класса – 0,5 м.

Высоту ветрового нагона рассчитывают по формуле:

$$\Delta h_{set} = k_w \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cos \alpha = 4,44 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{22^2 \cdot 2000}{9,81 \cdot 31} \cdot 1 = 0,0014 \text{ м,} \quad (6.3)$$

где  $k_w$  – коэффициент, принимаемый по СНиП [32];

$V_w$  – расчетная скорость ветра на высоте 10м над уровнем воды, 22 м/с;

$L$  – длина разгона волны (2000 м),

$\alpha$  – угол между продольной осью водохранилища и направлением ветра ( $\alpha = 0$ );

$d$  – условная расчетная глубина воды в водохранилище.

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}}{2} = \frac{290 - 228}{2} = 31 \text{ м.} \quad (6.4)$$

Определяем высоту волны 1 % обеспеченности для основного случая, для этого:

1. Вычисляем безразмерные комплексы  $\frac{gL}{V_w^2}$  и  $\frac{gt}{V_w}$ .

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

2. Из графика [32] по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны с глубиной  $d > 0,5\bar{\lambda}_d$ , где дно не влияет на основные характеристики волн) по значениям  $\frac{gL}{V_w^2}$  и  $\frac{gt}{V_w}$  определяем параметры  $\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$  и  $\frac{g\bar{T}}{V_w}$ .

Для  $\frac{gL}{V_w^2} = 40,53$ : параметры  $\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,0085$  и  $\frac{g\bar{T}}{V_w} = 0,95$ .

Для  $\frac{gt}{V_w} = 7568$ : параметры  $\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,012$  и  $\frac{g\bar{T}}{V_w} = 1,25$ .

Затем, используя меньшие полученные значения  $\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,0085$  и  $\frac{g\bar{T}}{V_w} = 0,95$ , вычисляем средний период волны  $\bar{T}$  (с) и среднюю высоту волны  $\bar{h}$  (м).

$$\bar{h} = 0,59 \text{ м, } \bar{T} = 2,8 \text{ с.}$$

3. Вычисляют среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 2,8^2}{2\pi} = 12,24 \text{ м.} \quad (6.5)$$

4. Условие  $d > 0,5\bar{\lambda}_d$ ;  $31 \text{ м} > 6,12 \text{ м}$  выполняется и, следовательно, зона глубоководная.

5. Определяем высоту волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 0,59 \cdot 2 = 1,18 \text{ м,} \quad (6.6)$$

где  $K_i = 2$  – коэффициент, определяемый по графику [32] в зависимости от значения  $\frac{gL}{V_w^2}$  (для глубоководной зоны).

6. Высоту наката волн 1 % обеспеченности на откос грунтовой плотины для фронтально подходящих волн определяем по формуле:

$$h_{run1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,4 \cdot 2,25 \cdot 1,18 = 3,35 \text{ м,} \quad (6.7)$$

где  $k_r = 1$  и  $k_p = 0,9$  – коэффициенты шероховатости и проницаемости, для откоса, укрепленного камнем, принимаемые по СП [32, таблица 7];

$k_{sp} = 1,4$  – коэффициент, принимаемый по [32, таблица 7] при  $m = 2$ ;

$k_{run} = 2,25$  – коэффициент, принимаемый по графикам [32, рис. 10] в зависимости от пологости волны  $\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{1\%}} = 10,37$  на глубокой воде и  $m = 2$ .

## 6.2 Гидравлические расчеты

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

### 6.2.1. Определение ширины водосливного фронта

Определяем расчетный расход воды для основного расчетного случая  $Q_p$ , который должен пропускаться, как правило, при НПУ через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии и через гидроагрегаты ГЭС –  $Q_{ГЭС}$ :

$$Q_p = Q_{max.осн} - Q_{ГЭС} = Q_{max.0,1\%} - Q_{агр}(n - 1) = 1387 - 256 \cdot 2 = 873 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.8)$$

где  $Q_{max.расч} = Q_{max.0,1\%} = 1387 \text{ м}^3/\text{с}$  – расчетный максимальный расход для основного расчетного случая с учетом трансформации его водохранилищем для ГТС I класса;

$n$  – число гидроагрегатов ГЭС;

$$Q_{агр,осн} = \frac{N_{ГА}}{9,81 \cdot \mu \cdot H_{осн}} = \frac{137000}{9,81 \cdot 0,9 \cdot 60} = 256 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.9)$$

$$Q_{агр,пов} = \frac{N_{ГА}}{9,81 \cdot \mu \cdot H_{пов}} = \frac{137000}{9,81 \cdot 0,9 \cdot 58} = 267 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.10)$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_b} = \frac{873}{31,3} = 27,9 \text{ м}, \quad (6.11)$$

где  $q_b$  – удельный расход на водосливе, равный

$$q_b = 1,25 q_p = 1,25 \cdot 25 = 31,3 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.12)$$

где  $q_p$  – удельный расход на рисберме.

$$q_p = [v_h] \cdot h_{НБ} = 5 \cdot 5 = 25 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.13)$$

где  $h_{НБ} = 5 \text{ м}$  – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой  $\nabla_{НБ} = f(Q_{НБ})$  при  $Q_{осн. \max}$  (Приложение 1);

$[v_h]$  – допустимая скорость на рисберме, принимается в зависимости от грунтов, слагающих дно реки, для скалы – 5 м/с).

Ширина водосливного фронта  $B$  должна быть целым числом, поэтому принимается  $n = 2$  количество пролетов по 18 метров,  $B = 2 \cdot 18 = 36 \text{ м}$ .

Окончательная ширина водосливного фронта  $B = 36 \text{ м}$ .

Толщина быка по Березинскому:

$$\delta_B \geq (0,12 \div 0,16) \cdot b,$$

$$\delta_B \geq (0,12 \div 0,16) \cdot 18 \text{ м},$$

$$\delta_B \geq (2,16 \div 2,88) \text{ м}.$$

Выбираем разрезной бык с  $d = 4 \text{ м}$  с учетом пазового перешейка.

Тогда ширина водосливного фронта с учетом быка:

$$B_B = b \cdot n + (n - 1) \cdot d = 18 \cdot 2 + (2 - 1) \cdot 4 = 40 \text{ м}. \quad (6.14)$$

### 6.2.2. Определение отметки гребня водослива

Рассчитываем криволинейный без вакуумный водослив практического профиля.

По основной формуле расхода для водосливов всех типов методом последовательных приближений определяют напор на гребне водослива, сначала без учета сжатия и подтопления –  $H_{01}$ , а затем с учетом сжатия и подтопления –  $H_{02}$ .

$$H_{01} = \left( \frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left( \frac{873}{0,49 \cdot 36 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 4,99 \text{ м}, \quad (6.15)$$

где  $m$  – коэффициент расхода водослива безвакуумного профиля, принимается  $m = 0,49$ .

$$H_{02} = \left( \frac{Q_p}{m \cdot \sigma_{ск} \cdot \sigma_{п} \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{873}{0,49 \cdot 0,968 \cdot 1 \cdot 36 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,1 \text{ м}, \quad (6.16)$$

где  $\sigma_n$  – коэффициент подтопления ( $\sigma_n = 1$ );

$\varepsilon$  – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определяют по формуле:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi_y + (n-1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (2-1) \cdot 0,45}{2} \cdot \frac{4,99}{18} = 0,968, \quad (6.17)$$

где  $b$  – ширина пролета;

$n$  – число пролётов;

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

$\xi_0$  – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане, т. е. величины  $a$  (рисунок 6.1), и от формы верховой грани быка, принимается 0,45.

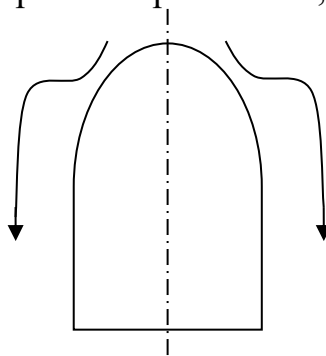


Рисунок 6.1 – Форма боковых устоев

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot v_0^2}{2g} = 5,06 - \frac{1,1 \cdot 0,36^2}{2 \cdot 9,81} = 5,1 \text{ м.} \quad (6.18)$$

В этой формуле  $v_0$  вычисляется по следующей формуле:

$$v_0 = \frac{Q_p}{(\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{дна})(B + (n-1)\delta_b)} = \frac{873}{(290 - 228) \cdot (36 + 1 \cdot 4)} = 0,36 \text{ м/с,} \quad (6.19)$$

где  $\delta_b$  – толщина быка;

$B$  – ширина водосбросного фронта с учетом дополнительного пролета, если таковой есть.

Полученный напор должен быть округлен в большую сторону по стандартному ряду,  $H_{ст} = 5,5$  м.

Отметку гребня водослива определяют по формуле:

$$\nabla \text{ГВ} = \nabla \text{НПУ} - H_{ст} = 290 - 5,5 = 284,5 \text{ м.} \quad (6.20)$$

Отметку верха быка вычисляют по формуле:

$$\nabla \text{ГБ} = \nabla \text{ГВ} + 1,6H_{ст} = 284,5 + 1,6 \cdot 5,5 = 293,3 \text{ м.} \quad (6.21)$$



После проведения гидравлических расчетов и определения отметки гребня быка  $\nabla ГБ$ , устанавливают проектную отметку гребня плотины, наибольшую отметку из:  $\nabla ГП = 293,85\text{ м}$  и  $\nabla ГБ = 293,3\text{ м}$ :

$$\nabla ГП = 293,85\text{ м.}$$

### 6.2.3 Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае

Определяется напор над гребнем водослива при пропуске расхода поверочного расчетного случая:

$$H_{01\text{пов}} = \left( \frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left( \frac{1089}{0,49 \cdot 36 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 5,79 \text{ м.} \quad (6.22)$$

$Q_p$  вычисляется по следующей формуле:

$$Q_p = Q_{\text{max},0,01\%} - Q_{\text{ГЭС}}(n - 1) = 1603 - 256 \cdot 2 = 1089 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.23)$$

где  $Q_{\text{max.расч}} = Q_{\text{max},0,01\%} = 1089 \text{ м}^3/\text{с}$  – расчетный максимальный расход для поверочного расчетного случая для ГЭС I класса;

$B$  – сумма всех пролетов.

$$H_{02\text{пов}} = \left( \frac{Q_p}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left( \frac{1089}{0,49 \cdot 0,963 \cdot 1 \cdot 36 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 5,94 \text{ м}, \quad (6.24)$$

где  $\sigma_n$  – коэффициент подтопления [4, раздел 6-3] ( $\sigma_n = 1$ );

$\varepsilon$  – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определяют по формуле:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi_y + (n-1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01\text{пов}}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (2-1) \cdot 0,45}{2} \cdot \frac{5,79}{18} = 0,963 \text{ м.} \quad (6.25)$$

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

$$H_{\text{пов}} = H_{02\text{пов}} - \frac{\alpha \cdot v_0^2}{2g} = 5,94 - \frac{1,1 \cdot 0,45^2}{2 \cdot 9,81} = 5,92 \text{ м}, \quad (6.26)$$

$$\text{где } v_0 = \frac{Q_{p,\text{пов}}}{(\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{дна})(B + (n-1)\delta_B)} = \frac{1089}{(290 - 228) \cdot (36 + 1 \cdot 3)} = 0,45 \text{ м/с.} \quad (6.27)$$

Определяется расчетная отметка форсированного уровня:

$$\nabla \text{ФПУ} = \nabla \text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 284,5 + 5,92 = 290,42 \text{ м.} \quad (6.28)$$

Так как исходная  $\nabla\Phi_{ПУ} = 291$  м больше расчетной  $\nabla\Phi_{ПУ_p} = 290,42$  м, то из этого следует, что при выбранном В, пропустить поверочный расход возможно.

Принимаем отметку форсированного уровня  $\nabla\Phi_{ПУ} = 291$  м

#### 6.2.4 Построение профиля водосливной грани

Принимаем профиль оголовка без вакуумного водослива с оголовком типа А по данным Кригера – Офицерова (таблица 6.1, рисунок 6.2).

Таблица 6.1 – Координаты для построения оголовка безвакуумного водослива с оголовком профиля типа А для напора  $H_{ст} = 5,5$  м.

№ координаты	x	y	H <sub>ст</sub> ·x	H <sub>ст</sub> ·y
1	0	0,126	0	0,69
2	0,1	0,036	0,55	0,20
3	0,2	0,007	1,1	0,04
4	0,3	0,000	1,65	0
5	0,4	0,006	2,2	0,03
6	0,5	0,027	2,75	0,15
7	0,6	0,06	3,3	0,33
8	0,7	0,1	3,85	0,55
9	0,8	0,146	4,4	0,80
10	0,9	0,198	4,95	1,09
11	1	0,256	5,5	1,41
12	1,1	0,321	6,05	1,77
13	1,2	0,394	6,6	2,17
14	1,3	0,475	7,15	2,61
15	1,4	0,564	7,7	3,10

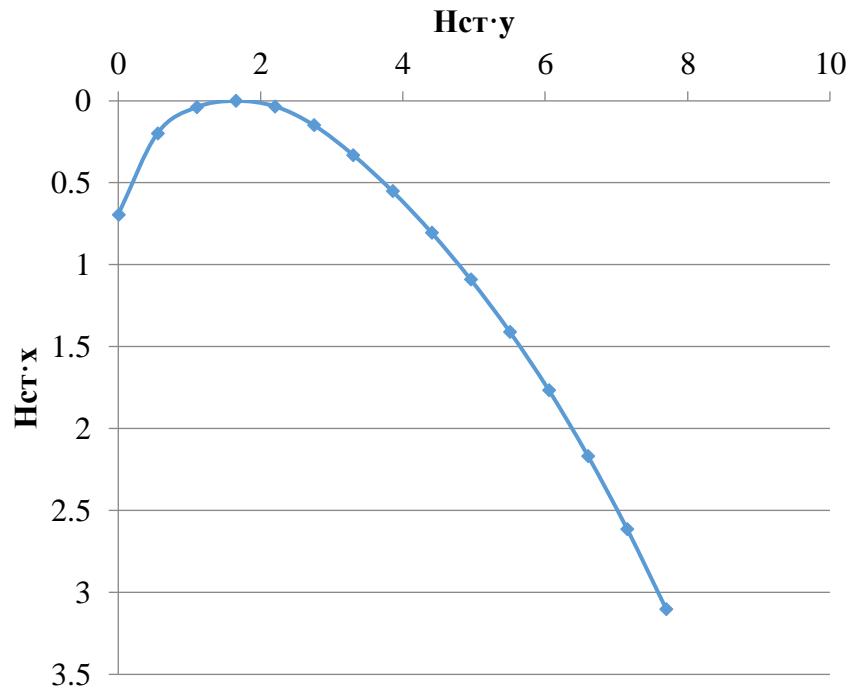


Рисунок 6.2 – Оголовок водосливной плотины

### 6.2.5 Расчет резервного, глубинного водосброса

Расход через глубинный водосброс должен обеспечивать:

- 1) Опорожнение водохранилища до УМО
- 2)  $Q_{\text{ВХК}} = 300 \text{ м}^3/\text{с}$

$$Q = \frac{\nabla V}{t} + Q_{\text{приток}} = \frac{9,16 \cdot 10^9}{6 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} + 57 = 646 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.29)$$

где  $\nabla V$  – полезный объём водохранилища

$t$  – время сработки

Принимаем расход который должен пропускать глубинный водослив равный  $Q_{\text{глуб}} = 589 \text{ м}^3/\text{с}$ ;

Проектируем затопленные выходные отверстия;

Задаемся напором над центром выходного отверстия равным:

$H_{\text{во}} = 59 \text{ м}$ , при высоте отверстия 2 м. (Рисунок 6.3)

Определим суммарную площадь выходных сечений:

$$\Sigma \omega_{\text{во}} = \frac{Q_{\text{глуб}}}{\mu \sqrt{2gH_{\text{во}}}} = \frac{646}{0.82 \cdot \sqrt{2 \cdot 9.81 \cdot 59}} = 23,2 \text{ м}^2, \quad (6.30)$$

где  $\mu$  – коэффициент расхода, принимаем 0,82.

Принимаем количество отверстий  $n = 2$ , с размерами  $3 \times 4 \text{ м}$ , где 3 м – это ширина отверстий.

### 6.2.6 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе за основным эксплуатационном водосбросом

За плотиной необходимо получить затопленный прыжок. Для этого необходима либо соответствующая глубина в нижнем бьефе, либо гашение части избыточной энергии с помощью гасителей.

Определяется критическая глубина:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{(B+(n-1) \cdot \delta_B)^2 \cdot g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 873^2}{(36+(2-1) \cdot 4)^2 \cdot 9,81}} = 3,83 \text{ м.} \quad (6.31)$$

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{дна} = 290 - 228 = 62 \text{ м.} \quad (6.32)$$

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{62}{3,83} = 16,19. \quad (6.33)$$

По графику М. Д. Чертоусова в зависимости от коэффициента скорости  $\varphi = 0,9$  и  $\xi_{T_0}$  определяем  $\xi_c = 0,19$  и  $\xi_c'' = 3,3$ .

Отсюда, сопряжённые глубины:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,19 \cdot 3,83 = 0,71 \text{ м,} \quad (6.34)$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{кр} = 3,3 \cdot 3,83 = 12,64 \text{ м.} \quad (6.35)$$

Так как  $h_c'' = 12,64 \text{ м} > h_{НБ} = 5 \text{ м}$ , имеем отогнанный прыжок.

Отогнанный прыжок за плотиной не допускается, поэтому необходимо проектировать сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка.

Для этого необходимо создать с нижним бьефом соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью гасителей энергии. Так как глубина в НБ значительно меньше второй сопряженной и основание сложено прочной скалой, то применяем гашение избыточной энергии способом свободно отброшенной струи.

### 6.2.7 Расчет дальности отлёта струи и ямы размыва

Расчет дальности отброса струи от сооружения производится для определения места размыва дна нижнего бьефа, глубины и контура ямы размыва.

Длина отлета струи вычисляется по формуле:

$$L = k_a \cdot Z_H \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left( \left( 1 + \left( \frac{Z_0}{Z_H} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha} \right)^{0,5} + 1 \right), \quad (6.36)$$

где  $k_a$  – коэффициент аэрации потока;

$\alpha = 30^\circ \div 35^\circ$  – угол схода струи с трамплина;

$\varphi = 0,85 \div 0,95$  – коэффициент скорости потока;

$Z_H$  – превышение уровня верхнего бьефа над сливной кромкой носка;

$Z_0$  – разность отметок уровней воды в бьефах.

Рассчитаем отметку носка:

$$\nabla_{\text{НОС}} = \nabla_{\text{дна}} + a, \quad (6.37)$$

где  $a$  – высота носка относительно подошвы:

$$a = h_{\text{НБ}} \text{ при } Q_{0,01\%} + 3 = (233 - 228) + 3 = 8 \text{ м}, \quad (6.38)$$

$$\text{Тогда } \nabla_{\text{НОС}} = 228 + 8 = 236 \text{ м},$$

$$Z_H = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НОС}} = 290 - 236 = 54 \text{ м}, \quad (6.39)$$

$$Z_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}} = 290 - 233 = 57 \text{ м}. \quad (6.40)$$

Число Фрудо:

$$Fr = \frac{v_H^2}{g \cdot h_H}, \quad (6.41)$$

где  $v_H$  – скорость схода струи с носка под углом  $\alpha$

$h_H$  – высота потока воды на носке

$$v_H = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_H} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 54} = 29,3 \text{ м/с}, \quad (6.42)$$

$$h_H = \frac{q_{\text{вод}}}{v_H} = \frac{25}{29,3} = 0,85 \text{ м}, \quad (6.43)$$

$$Fr = \frac{29,3^2}{9,81 \cdot 0,85} = 103,$$

$$h_p = t - h_{\text{НБ}} = 19,8 - 5 = 14,8 \text{ м}, \quad (6.44)$$

$$\text{где } t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{НБ}}}{d}} \cdot h_H = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{103}) \cdot \sqrt{103} \cdot$$

$$\cdot \sqrt[4]{\frac{5}{1}} \cdot 0,85 = 19,8 \text{ с}, \quad (6.45)$$

$$\begin{aligned}
 \operatorname{tg} \alpha_1 &= \sqrt{\operatorname{tg}^2 \alpha + \frac{2 \cdot g \cdot (0,5 \cdot h_H \cdot \cos \alpha + a - h_{\text{НБ}})}{v_H^2 \cdot \cos^2 \alpha}} = \\
 &= \sqrt{0,33 + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 0,85 \cdot 0,87 + 8 - 5)}{858,49 \cdot 0,75}} = 0,658,
 \end{aligned} \tag{6.46}$$

$$L = 0,8 \cdot 54 \cdot 0,72 \cdot 0,87 \cdot \left( \sqrt{1 + \left( \frac{57}{54} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0,72 \cdot 0,25}} + 1 \right) = 58,02 \text{ м},$$

$L > 0,4 \cdot H$  ;  $58,02 > 22,8 \rightarrow$  Условие выполнено.

$$L_1 = L + \frac{t}{\operatorname{tg} \alpha_1} = 58,02 + \frac{19,8}{0,658} = 88 \text{ м}, \tag{6.47}$$

$$b_p = 2,5h_{\text{кр}} + 3,7h_{\text{раз}} = 2,5 \cdot 3,83 + 3,7 \cdot 14,8 = 64 \text{ м}. \tag{6.48}$$

Кинетическая энергия свободно отброшенной струи гасится за счет преодоления сопротивления воздушной среды при аэрации струи и в основном при растекании ее в водяной подушке после погружения под уровень воды в нижнем бьефе, а до стабилизации ямы размыва энергия струи расходуется и на размыв грунта.

Для защиты здания ГЭС от аэрации при отбросе струи, водосливную плотину расположим на расстоянии двух секций от стационарной части.

## 6.3 Конструирование плотины

### 6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

Треугольный профиль гравитационной бетонной плотины на скальном основании конструируют с вертикальной напорной гранью, без фундаментной плиты, так как несущая способность скального основания достаточно высокая. Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу в соответствии с рисунком 6.3.

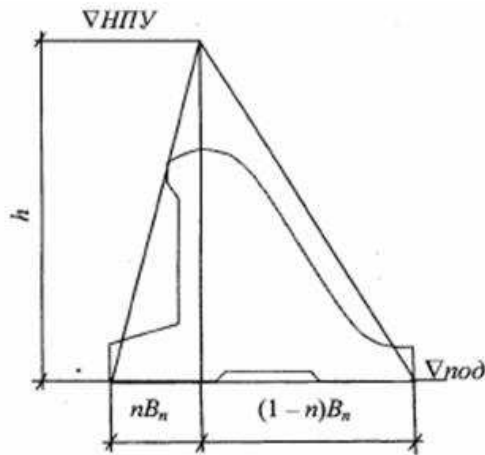


Рисунок 6.3 – Схема треугольного профиля плотины

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

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

Таким образом, из условия недопущения растягивающих напряжений, ширина водосливной плотины по основанию определяется, как:

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_b}{\rho_w}(1-n) + n(2-n) - \alpha_1}} \quad (6.49)$$

где  $\alpha_1$  - коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счет устройства завес, дренажей и шпунтов, принимаем 0,5;

$\rho_b$  и  $\rho_w$  - плотности бетона и воды соответственно;

$$h = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 290 - (225) = 65 \text{ м}, \quad (6.50)$$

$$\text{где } \nabla\text{ПОД} = \nabla\text{ДНА} - \delta_b = 228 - 3 = 225 \text{ м}. \quad (6.51)$$

$\delta_b = 3$  - заглубление плотины.

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

$$B_n^{II} = \frac{\gamma_n \cdot h}{\text{tg}\varphi \left( \frac{\rho_b}{\rho_w} + n - \alpha_1 \right)}, \quad (6.52)$$

где  $\gamma_n$  - коэффициент надёжности по назначению сооружения, принимаемый в зависимости от класса сооружения. Для I класса сооружения  $\gamma_n = 1,25$ .

$\text{tg}\varphi$  - коэффициент трения бетона по грунту, принимаемый для скалы 0,73.

Задаваясь различными значениями  $n$ , произведен расчёт и построен графики зависимостей  $B_n^I = f(n)$  и  $B_n^{II} = f(n)$ , представленные на рисунке 6.4. Расчёт представлен в таблице 6.2.

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

$n$	$B_n^I$	$B_n^{II}$
0,4	41,1	48,4
0,4	41,1	48,4
0,5	44,8	46,4
0,6	50,0	44,5
0,7	57,5	42,8

Точка пересечения кривых определит искомую ширину подошвы водосливной плотины.

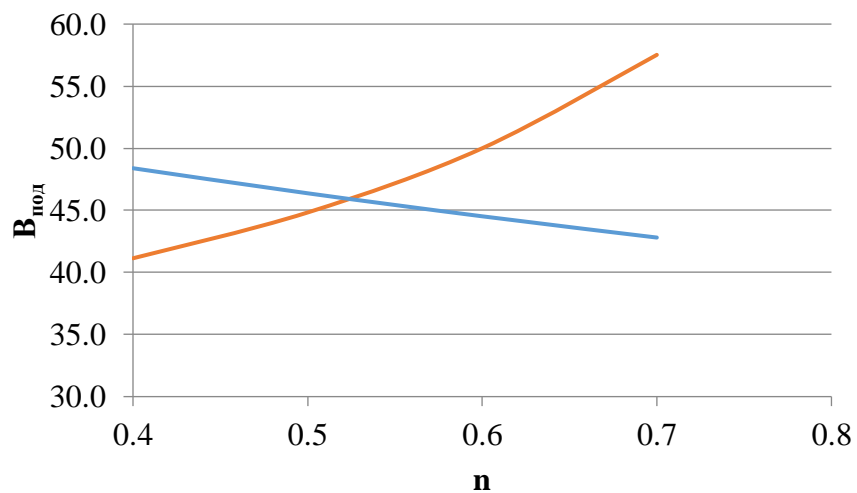


Рисунок 6.4 - Пересечение кривых  $B_n^I = f(n)$  и  $B_n^{II} = f(n)$

Графики пересекаются в точке  $n = 0,525$  и  $B_{\text{п}} = 46,3$  м.

### 6.3.2 Разрезка бетонной плотины швами

Бетонная плотина разрезается по длине постоянными швами на отдельные секции. В плотинах на скальных основаниях устройство этих швов обеспечивает свободное развитие температурных и усадочных деформаций, и поэтому они называются температурно-усадочными. Эти швы, как правило, располагают на равных расстояниях по длине плотины, зависящих от климатических условий и температурного режима плотины в период эксплуатации. Разрезаем плотину температурно-усадочными швами с интервалом 22 м по осям бычков. Расположение швов увязывается со строительными условиями и расположением отверстий в плотине (чтобы не перерезать отверстий), а также с разрезкой на блоки бетонирования.



Температурные швы по контуру плотины принимаем равномерными шириной в 1 см, внутри тела плотины 0,3 см.

Ширину раскрытия температурных швов, образуемых путём покраски поверхности блока битумом принимаем 5 мм. При этом учитывают, что при самой высокой температуре среды шов замкнётся, а при самой низкой максимально раскроется.

### 6.3.3 Быки

Принимаем разрезной бык состоящий из двух полу быков. При этом толщину пазового перешейка быка назначаем 1 м. Головная часть быка имеет обтекаемую в плане форму.

Пазы для плоского рабочего затвора принимаем шириной 1,5 м, пазы для ремонтного затвора принимаем шириной 1 м. Для обеспечения условий проведения ремонтных работ для ремонтного затвора размещаем пазы со стороны ВБ на расстоянии 1,5 м от рабочего затвора.

Ширина плотины по гребню включает в себя ширину пешеходной дорожки и место для движения крана, автодорогу. На гребне проектируем дорожку для людей общей шириной – 1 м, место под кран – 10 м, под автодорогу 6 м. Общая ширина сооружения по гребню 17 м. Ширина плотины по гребню может измениться при расчётах сооружения на прочность и устойчивость, но не может быть меньше заданной величины.

### 6.3.4 Дренаж тела бетонной водосливной плотины

Вдоль напорной грани плотин следует предусматривать устройство дренажа в виде вертикальных скважин, имеющих выходы в продольные галереи.

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

$$a_{др} \geq \frac{H \cdot \gamma_n}{I_{кр, м}} = \frac{62 \cdot 1,25}{25} = 3,1 \text{ м}, \quad (6.53)$$

где  $H = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{К} = 290 - (228) = 62 \text{ м}$  – напор над расчетным сечением;

$\nabla \text{К}$ - отметка пола галереи цементационной завесы;

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

$I_{кр, м} = 25$  – критический средний градиент напора для бетона плотины;

Расстояние от напорной грани до оси вертикальной дренажной скважины принимаем 3,1 м, диаметр скважины принимаем равным 0,3 м.

### 6.3.5 Галереи в теле плотины

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи. Смотровые галереи расположены через 15 м по высоте, размером 1,5х2,5 м. Одна из продольных галерей спроектирована выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотины.

Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания плотины, создания и восстановления вертикального дренажа, следует принимать минимальными, но при этом обеспечивающими провоз и работу бурового, цементационного и другого оборудования. Поэтому устраиваем галерею цементационной завесы и дренажную галерею, их размеры из практических рекомендаций принимаем с учетом работающей техники 3,5х4 м.

### 6.3.6 Конструирование отдельных элементов подземного контура

В основании плотины, стоящей на скале, устраиваем цементационную завесу и вертикальный дренаж для уменьшения фильтрационного давления на подошву плотины.

Структурная схема цементной завесы и дренажной скважины представлено на рисунке 6.5.

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1)B_{\text{п}} = 0,1 \cdot 46,3 = 4,6 \text{ м}, \quad (6.54)$$

где  $B_{\text{п}}$  - ширина подошвы плотины;

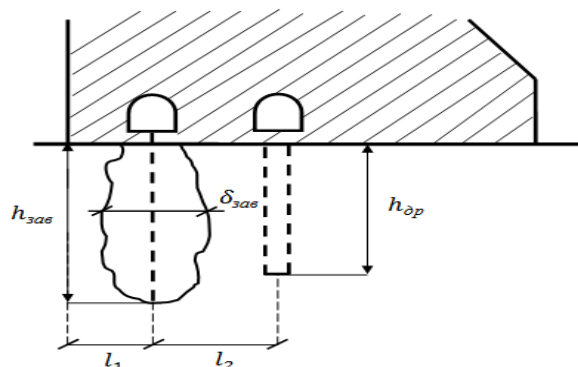


Рисунок 6.5 – Схема цементной завесы и вертикального дренажа

Расстояние  $l_2$  принимается конструктивно  $l_2 = 4,5 \text{ м}$ .

Глубина цементной завесы:

$$h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,8) \cdot H_{\text{max}} = 0,5 \cdot 60,3 = 30 \text{ м}, \quad (6.55)$$

где  $H_{\max}$  – максимальный напор,

$$H_{\max} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБmin}} = 290 - 229,7 = 60,3, \quad (6.56)$$

где  $\nabla_{\text{НБmin}} = 229,7$  м - минимальная отметка НБ соответствует пропуску водохозяйственного расхода.

Толщина цементной завесы:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{\Delta H}{J_{\text{кр}}} \cdot \gamma_h = \frac{36}{15} \cdot 1,25 = 3 \text{ м}, \quad (6.57)$$

где  $\Delta H$  – напор, действующий на завесу;

$J_{\text{кр}} = 15$  – критический градиент для завесы;

$\gamma_h = 1,25$  – коэффициент надёжности.

По эпюре фильтрационного давления для гравитационной плотины с цем. завесой в основании находим  $\Delta H$ :

$$\Delta H = H_d - H_{as} = 60,3 - 24 = 36 \text{ м}, \quad (6.58)$$

где  $H_d$  – полный фильтрационный напор;

$H_{as}$  - напор на цем. завесе (рассчитано в п. 6.5.4).

Глубина дренажа:

$$h_{\text{др}} = (0,5 \div 0,7) \cdot h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot 30 = 15 \text{ м}. \quad (6.59)$$

Диаметр дренажных скважин принимается 0,3 м, расстояние между ними 2,5 м.

#### 6.4 Устройство нижнего бьефа

В качестве крепления дна нижнего бьефа после водосбросной плотины используем водобойную плиту. Назначаем, вдоль потока водобойная плита сплошная, поперек нарезаем по секции плотины.

#### 6.5 Определение основных нагрузок на плотину

Расчеты проводят для основного расчетного случая: отметка верхнего бьефа соответствует  $\nabla_{\text{НПУ}} = 290$  м, нижнего бьефа -  $\nabla_{\text{УНБmin}} = 229,7$  м, при пропуске водохозяйственного расхода  $Q_{\text{вхк}} = 300 \text{ м}^3/\text{с}$ .

### 6.5.1 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения, а также точка приложения равнодействующей силы  $G_{пл}$  определяются в программе AutoCAD.

$$S_{пл} = 1382,2 \text{ м}^2.$$

Вес 1 п.м. водосливной части плотины:

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot \gamma_б}{b + \delta_б} = \frac{1382,2 \cdot 18 \cdot 24}{18 + 4} = 27141,4 \text{ кН/м}, \quad (6.60)$$

где  $\gamma_б$  – плотность бетона;

$S_{пл}$  – площадь поперечного сечения плотины;

$b$  – ширина пролета;

$\delta_б$  – толщина быка.

Вес быка плотины определяется аналогично:

$$G_б = \frac{S_б \cdot \delta_б \cdot \gamma_б}{b + \delta_б} = \frac{1932,2 \cdot 4 \cdot 24}{18 + 4} = 8431,4 \text{ кН/м}, \quad (6.61)$$

где  $S_б$  – площадь поперечного сечения быка,  $S_б = 1932,2 \text{ м}^2$ .

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

$$Q_з \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g = 0,055 \cdot 126 \cdot \sqrt{126} \cdot 9,81 = 763,1 \text{ кН}, \quad (6.62)$$

где  $f$  – площадь затвора:

$$f = (\nabla\PhiПУ - \nabla\GammaВ + 0,5) \cdot b = (291 - 284,5 + 0,5) \cdot 1 = 126 \text{ м}^2. \quad (6.63)$$

Таким образом:

Вес затвора приводится к 1 п.м.:

$$q_з = \frac{Q_з}{b + \delta_б} = \frac{763,1}{18 + 4} = 34,7 \text{ кН/м}. \quad (6.64)$$

### 6.5.2 Сила гидростатического давления воды

Силу гидростатического давления воды определяют по формулам гидравлики. Эпюры гидростатического давления на верховую и низовую грани бетонной плотины имеют форму равнобедренного прямоугольного треугольника.

Сила гидростатического давления воды со стороны верхнего бьефа для основного случая:

$$T_B = \frac{\gamma_w \cdot h_1^2}{2} = \frac{10 \cdot 65^2}{2} = 21125 \text{ кН/м}, \quad (6.65)$$

где  $h_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{подошвы}} = 290 - (225) = 65 \text{ м}$ ,  
 $\gamma_w = 10 \text{ кН/м}^3$  – удельный вес воды,  
 - со стороны нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\gamma_w \cdot h_2^2}{2} = \frac{10 \cdot 4,7^2}{2} = 110,5 \text{ кН/м}, \quad (6.66)$$

где  $h_2 = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{подошвы}} = 229,7 - (225) = 4,7 \text{ м}$ . (6.67)

### 6.5.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Силу взвешивающего давления определяют по формуле:

$$W_{\text{взв}} = B_{\text{п}} \cdot h_2 \cdot \gamma_w = 46,3 \cdot 4,7 \cdot 10 = 2176,1 \text{ кН/м}, \quad (6.68)$$

где  $B_{\text{п}} = 46,3 \text{ м}$  – ширина подошвы водосливной плотины;  
 $h_2 = 4,7 \text{ м}$  вычислено ранее

### 6.5.4 Сила фильтрационного давления

Проведем фильтрационный расчет плотины на скальном основании. Для гравитационной плотины с цем. завесой в основании (I класс сооружения):

$$\frac{H_{as}}{H_d} = 0,40,$$

$$\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,2.$$

где  $H_{as}$  – напор на цем. завесе;  
 $H_{dr}$  – напор на дренаже.

Зная величину  $H_d = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}_{\text{ВХК}}} = 290 - 229,7 = 60,3 \text{ м}$ ,  
 вычисляем из соотношений  $H_{as}$  и  $H_{dr}$ .

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 60,3 = 24 \text{ м}, \quad (6.69)$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 60,3 = 12 \text{ м}, \quad (6.70)$$

Сила фильтрационного давления на подошву сооружения:

$$W_{\phi} = \gamma_w \cdot S_{\phi} = 10 \cdot 722,5 = 7225 \text{ кН/м}. \quad (6.71)$$

где  $S_{\phi}$  – площадь эпюры фильтрационного давления, действующего на подошву плотины, равна  $722,5 \text{ м}^2$ .

### 6.5.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_H = \gamma_H \cdot h_H \cdot tg^2 \left( 45^\circ - \frac{\varphi_H}{2} \right) = 10 \cdot 2 \cdot tg^2 \left( 45^\circ - \frac{20^\circ}{2} \right) = 9,8 \text{ кПа}, \quad (6.72)$$

где  $\gamma_H$  – удельный вес наносов во взвешенном состоянии  $\gamma_H = 10 \text{ кН/м}^3$ ;  
 $h_H$  – толщина слоя наносов  $h_H = 2 \text{ м}$ ;  
 $\varphi_H$  – угол внутреннего трения для наносов,  $\varphi_H = 20^\circ$ .

Равнодействующая давления наносов:

$$E_H = \frac{p_H \cdot h_H}{2} = \frac{9,8 \cdot 2}{2} = 9,8 \text{ кН}. \quad (6.73)$$

### 6.5.6 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления при основном расчетном случае может быть определена упрощенно по формуле А.П. Можевитинова:

$$\begin{aligned} W_{\text{волн}} &= \frac{1}{2} \cdot \gamma_w \cdot h_{1\%} \left( \frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = \frac{1}{2} \cdot 10 \cdot 1,18 \cdot \left( \frac{12,24}{3,14} + \frac{0,36}{2} \right) = \\ &= 24,06 \text{ кН}, \end{aligned} \quad (6.74)$$

где  $h_{1\%}$  – высота волны 1%-ной обеспеченности;  
 $\bar{\lambda}$  – средняя длина волны;

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 1,18^2}{12,24} = 0,36. \quad (6.75)$$

Параметры волн определены в п.1.

Линия действия равнодействующей  $W_{\text{волн}}$  находится ниже относительно уровня покоя верхнего бьефа на величину:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{12,24}{6,28} - \frac{3}{8} \cdot 1,18 = 1,5 \text{ м.} \quad (6.76)$$

Плечо силы относительно оси вращения моментов:

$$y_{\text{волн}} = \Delta\text{НПУ} - \Delta\text{ПОД} - y_c = 290 - 225 - 1,5 = 63,5 \text{ м.} \quad (6.77)$$

### 6.5.7 Расчёт прочности плотины

Все напряжения считаем относительно горизонтального сечения подошвы.

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

Точки приложения равнодействующих всех сил рассчитаны с помощью программы AutoCAD.

Для удобства расчёта составим таблицу 6.3, в которую внесем все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке.

Таблица 6.3 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	$\gamma_f$	Направление силы	Основной случай		
			расчетная сила, кН	плечо, м	момент, кНм
Тв	1	→	21125,0	10,8	228150
Тн	1	←	110,5	0,75	-82,88
Gб	0,95	↓	8431,4	2,85	-24029,49
Gпл	0,95	↓	27141,4	8,15	-221202,4
Wвзв	1	↑	2176,1	0,0	0
Wф	1	↑	7225,0	9,6	69360
qз	0,9	↓	34,7	22,5	-780,75
Wволн	1	→	24,1	28,01	675,04
Ен	1,2	→	9,8	3,6	35,28
$\Sigma N$		↓↑		26206,4	
		$\Sigma M$		52124,8	

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

Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_{\Pi}} + \frac{6 \cdot \sum M}{B_{\Pi}^2} = -\frac{26206,4}{46,3} + \frac{6 \cdot 52124,8}{46,3^2} = -420,1 \text{ кН/м}^2, \quad (6.78)$$

где  $N$  – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;  
 $M$  – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;  
 $B_{\Pi}$  – ширина подошвы плотины.

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -420,1 \cdot 0 - 10 \cdot 65 \cdot (1 - 0) = -650 \text{ кН/м}^2, \quad (6.79)$$

где  $H_d^u = 65 \text{ м}$  – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;  
 $m_u$  – заложение верховой грани на уровне расчётного сечения,  $m_u = 0$ ;

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0, \quad (6.80)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -420,1 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 65 = -420,1 \text{ кН/м}^2, \quad (6.81)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 65 = -650 \text{ кН/м}^2. \quad (6.82)$$

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_{\Pi}} - \frac{6 \cdot \sum M}{B_{\Pi}^2} = -\frac{26206,4}{46,3} - \frac{6 \cdot 52124,8}{46,3^2} = -711,9 \text{ кН/м}^2, \quad (6.83)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = -711,9 \cdot 0,62^2 - 10 \cdot 4,7 \cdot (1 - 0,53^2) = -307,5 \text{ кН/м}^2, \quad (6.84)$$

где  $m_t = \text{ctg } \alpha_2$ , где  $\alpha_2 = 60^\circ$  – угол между низовой гранью и линией подошвы.  
 $H_d^t = \nabla \text{УНБ}_{\min} - \nabla \text{ПОД} = 229,7 - 225 = 4,7 \text{ м}$  – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа;

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 4,7 - 711,9) \cdot 0,53 = 352,4 \text{ кН/м}^2, \quad (6.85)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 4,7 = -47,0 \text{ кН/м}^2, \quad (6.86)$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t = -711,9 \cdot (1 + 0,53^2) + 10 \cdot 4,7 \cdot 0,62^2 = -893,8 \text{ кН/м}^2. \quad (6.87)$$

Для наглядности все расчёты сведём в таблицу 6.4.



Таблица 6.4 - Напряжения, возникающие в плотине

Напряжение	Напорная грань, кН/м <sup>2</sup>	Низовая грань, кН/м <sup>2</sup>
$\sigma_y$	-420,1	-711,9
$\sigma_x$	-650	-307,5
$\tau_{xy}$	0	352,4
$\sigma_1$	-420,1	-47,0
$\sigma_3$	-650	-893,8

### 6.5.8 Критерии прочности плотины

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

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.88)$$

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

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

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

$$R_b \geq \frac{\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3|}{\gamma_{cd}}, \quad (6.89)$$

$$R_b \geq \frac{1,25 \cdot 1 \cdot 893,8}{0,9} = 1241,4 \text{ кН/м}^2.$$

Из данного условия предварительно принимаем бетон класса В5 с расчётным сопротивлением бетона на сжатие  $R_b = 2800 \text{ кН/м}^2$ ,

$$2800 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 1241,4 \text{ кН/м}^2. \quad (6.90)$$

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

$$\sigma'_y < 0, \quad (6.91)$$

$$- 420,1 \text{ кН/м}^2 < 0$$

3. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u, \quad (6.92)$$

$$420,1 \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 65,$$

$$420,1 \text{ кН/м}^2 \geq 162,5 \text{ кН/м}^2.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиями прочности.

### 6.5.9 Расчёт устойчивости плотины на сдвиг

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{1c}} \geq \gamma_n, \quad (6.93)$$

где  $\gamma_{cd} = 0,95$  – для поверхностей сдвига, проходящих по контакту бетон-скала

$$\begin{aligned} R &= (G_{пл} + G_B - W_{взв} - W_{ф} + q_3) \cdot \operatorname{tg} \varphi + c \cdot \omega = (27141,4 + \\ &+ 8431,4 - 2176,1 - 7225 + 34,7) \cdot 0,73 + 46,3 \cdot 150 = \\ &= 27910,1 \text{ кН/м}, \end{aligned} \quad (6.94)$$

где  $\operatorname{tg} \varphi = 0,8$  – внутреннее трение для грунта основания;

$c = 150 \text{ кН/м}^2$  – сцепление для скалы;

$\omega = B_{п} \cdot 1 = 46,3 \text{ м}^2$  – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

$$\begin{aligned} F &= T_B - T_H + W_{волн} + E_H = 21125 - 110,5 + 24,1 + 9,8 = \\ &= 21048 \text{ кН/м}, \end{aligned} \quad (6.95)$$

Таким образом, условие на сдвиг принимает вид:

$$\frac{27910,1 \cdot 0,95}{21048 \cdot 1} \geq 1,25,$$

$$1,26 > 1,25 .$$

По проведённым проверкам можем утверждать, что выбранный профиль плотины удовлетворяет условиям прочности и надёжности при основном сочетании нагрузок. А также является экономичным, так как  $\gamma_n$  не превышает 10%.

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

### **7.1 Безопасность гидротехнических сооружений**

Одной из важнейших задач службы эксплуатации Амурской ГЭС является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Последствия аварий на ГЭС (прорыв напорного фронта) могут быть катастрофическими для всего региона. Поэтому обеспечение безопасности ГТС является задачей общегосударственного значения. Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации Амурской ГТС регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Основным, из которых является Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений». Требованием закона «О безопасности ГТС» является составление Декларации о безопасности ГТС, которое определяется положением, утвержденным Правительством РФ. Данное Положение определяет содержание, порядок составления Декларации о безопасности ГТС. Осуществление государственной экспертизы является обязательным для ГТС при их проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитальном ремонте, восстановлении или консервации. Ответственность за обеспечение безопасности лежит на собственнике гидроэлектростанции. Для контроля состояния основных сооружений Амурской ГЭС оснащаем контрольно–измерительной аппаратурой для отслеживания напряженно–деформированного состояния, горизонтальных и вертикальных перемещений, фильтрационного режима, сейсмоконтроля. Вводим в состав эксплуатационного персонала специальное подразделение, задача которого – измерение с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа величин контролируемых показателей. В соответствии с Федеральным законом о безопасности ГТС собственник ГТС разрабатывает декларацию безопасности, которая является основным документом, содержащим сведения о соответствии ГТС критериям безопасности

### **7.2 Охрана труда**

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического

оборудования энергоснабжающих организаций, территория и акватория, где не размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим нормам технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций, Трудового кодекса, Санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию, Государственным стандартам безопасности труда, Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, Правилам устройства электроустановок, Техническому регламенту о пожарной безопасности и Правилам противопожарного режима РФ и иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

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

Основными задачами в области охраны труда, техники безопасности при эксплуатации оборудования и сооружений ГЭС является создание безопасных условий труда, обучение персонала безопасным приемам работ, приемам оказания первой помощи при несчастных случаях, выявление и устранение причин производственного травматизма, повышение культуры производства, разработка и осуществление организационно-технических и санитарно-гигиенических мероприятий по предупреждению и снижению производственного травматизма и заболеваемости.

На ГЭС организацию работы по технике безопасности, охране труда должен осуществлять руководитель организации, руководители подразделений и производственных участков.

Названные лица, в соответствие со своими должностными инструкциями, обязаны обеспечить проведение организационных и технических мероприятий по созданию безопасных условий труда, инструктаж и обучение персонала безопасным методам работы и контроль выполнения правил техники безопасности.

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

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

Расследование несчастных случаев на гидроэлектростанциях производится в соответствии с действующим положением о расследовании и учете несчастных случаев на производстве. На ГЭС должен быть организован кабинет по охране труда, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

При эксплуатации электроустановок ГЭС персонал и другие лица, занятые техническим обслуживанием электроустановок, проводящих в них оперативные переключения, организующих и выполняющих строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения, обязаны выполнять требования норм законодательства, действующих введенных уполномоченными органами государственной власти правил по охране труда (правил безопасности), Стандарта, стандартов организации (инструкций) ГЭС.

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам выполнения работ, в том числе при проведении огневых работ, пройти проверку знаний и иметь документ о праве проведения этих работ. Электроустановки гидроэлектростанций должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда, и быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами.

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

- оформление наряда, распоряжения или перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;

- выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе, в случае необходимости производства отключений и заземлений электроустановок, относящихся к объектам электросетевого хозяйства, находящегося в эксплуатации субъектов электроэнергетики или иных собственников, в отношении которых осуществляется оперативное управление при оказании услуги по передаче электрической энергии потребителям.;

- допуск к работе;

- надзор во время работы;

- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

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

В техническую документацию по эксплуатации и техническому обслуживанию основного гидротурбинного оборудования и механической части гидрогенераторов, включая вспомогательное оборудование;

по эксплуатации ГТС; по техническому обслуживанию ГТС; по техническому обслуживанию напорных металлических и железобетонных трубопроводов; по обслуживанию механизмов затворов гидротехнических сооружений; по расчистке водных объектов и сооружений от сора; по пропуску половодных и паводковых расходов воды через сооружения; по опорожнению и наполнению водохранилища и бьефа; по расчистке водохранилищ от наносов;

на всех объектах ГЭС, выполняемых в зимний период; на объектах ГЭС, выполняемых под водой (водолазные работы); по обслуживанию иных объектов ГЭС, должны быть включены требования по безопасной организации работ и охране труда.

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

### **7.3 Пожарная безопасность**

Все помещения сооружений и помещения с оборудованием ГЭС должны удовлетворять требованиям пожарной безопасности согласно ГОСТ 12.1.004 и взрывобезопасности согласно ГОСТ 12.1.010.

Организация противопожарной работы должна соответствовать требованиям строительных норм, правилам пожарной безопасности для энергетических предприятий.

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.

Организационно-технические мероприятия должны включать:

- Паспортизацию веществ, материалов, изделий, технологических процессов, зданий и сооружений объектов в части обеспечения пожарной безопасности;

- Привлечение общественности к вопросам обеспечения пожарной безопасности;

- Организацию обучения работающих правилам пожарной безопасности, инструкций о порядке обращения с пожароопасными веществами и материалами, о соблюдении противопожарного режима и действиях людей при возникновении пожара;

- Изготовление и применение средств наглядной агитации по обеспечению пожарной безопасности;

- Порядок хранения веществ и материалов, тушение некоторых недопустимо одними и теми же средствами, в зависимости от их физико-химических и пожарных свойств;

- Нормирование численности людей на объекте по условиям безопасности их при пожаре;

- Разработку мероприятий по действиям администрации, рабочих, служащих и населения на случай возникновения пожара и организацию эвакуации людей;

- Основные виды, количество, размещение и обслуживание пожарной техники по ГОСТ 12.4.009. Пожарная техника должна обеспечивать эффективное тушение пожара, быть безопасной для природы и людей.

## **7.4 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства**

Воздействия на среду, оказываемые в строительный период могут быть подразделены на две основные группы: 1) выявляемые и планируемые на стадии проектирования; 2) плохо определяемые и неопределенные, проявляющиеся непосредственно в ходе строительства. Первую группу составляют детерминированные антропогенные изменения и отнесенные условно к первому уровню. Все эти изменения прогнозируемы с той или иной степенью точности, которая определяется на основе исходной информации. В проекте ГЭС обычно удается установить направленность и закономерность основных абиотических факторов (затопление земель, изменение влажности, температуры воды и др.) для рассматриваемого климатического района.

Одним из видов воздействия на водные объекты является тепловое загрязнение, связанное с характером выполняемых работ, механизмами, сбросами теплых вод от всех служб промышленной базы строительства. Для предупреждения подобных загрязнений требуется, чтобы строительномонтажные работы велись наиболее прогрессивными методами, устраняющими попадание или утечку загрязняющих веществ. необходимо создавать отстойные пруды и другие мероприятия, чтобы помещать проникновения в водотоки загрязненной воды, особенно от бетонных заводов.

Нормативы, касающиеся устранения загрязнения воздуха требуют, чтобы строители не применяли оборудование и машины, выделяющие чрезмерное количество выхлопных газов. При изготовлении, хранении и укладке заполнителя для бетона, выгрузке и хранении цемента необходимы меры по снижению попадания в атмосферу пыли, содержание которой должно поддерживаться на предельно низком уровне. Сжигание удаленной растительности и горючих отработанных материалов можно производить только с разрешения соответствующих органов.

В некоторых случаях при выполнении строительных работ возникают непредвиденные пиковые загрязнения воды и атмосферы, которые хотя и носят временный характер, но могут привести к неблагоприятным последствиям. Непредвиденные воздействия должны быть устранены в наикратчайшие сроки, чтобы избежать существенных изменений в экосистеме водотока и побережья.

Изменение качества воды, атмосферы, почвы могут происходить из-за недочета местных условий, недостаточного обоснования проекта, или отклонения строительных работ от проекта.

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

В комплекс мероприятий санитарной подготовки территории входят:

– в результате создания Амурского водохранилища будет затоплено 229,5 тыс. га земель, из них 3,9 тыс. га сельхозугодий (включая 3,03 тыс. га пашни), 127 тыс. га лесов и 98,7 тыс. га болот и заболоченных земель.

– при создании водохранилища будет проводиться лесосводка и лесоочистка;

– В ходе подготовки ложа водохранилища с 2020 по 2022 годы Институтом истории, физиологии и философии СО РАН будут проведены археологические раскопки на объектах, относящихся к разным эпохам.

– санитарная очистка и другие мероприятия в местах захоронений и скотомогильников;

– мониторинг водоохраных зон;

Санитарная очистка проводится на всей территории, подлежащей постоянному или временному затоплению, подтоплению и берегообрушению. В комплекс работ по санитарной очистке территории с 2020 по 2021 входят:

– очистка от мусора и остатков строений;

– вывоз нечистот из уборных и вывоз бытовых отходов;

– санитарная очистка территории животноводческих объектов;

– очистка территории после переноса промышленных предприятий;

– ликвидация скважин (артезианских, геологоразведочных и др.).

В местах захоронений необходимость тех или иных мероприятий по подготовке территорий кладбищ к затоплению и переносу определяется абсолютной отметкой местности. Согласно СанПиН 3907-85 (Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ № 3907-85 от 1.07.1985) подлежат переносу кладбища, расположенные в пределах зоны сработки водохранилища и на 2 м ниже УМО. Все работы по санитарной подготовке территорий кладбищ к перезахоронениям должны проводиться с выполнением мероприятий по обеззараживанию почв, инструментов, механизмов, с соблюдением санитарных норм и техники безопасности.

Очистка зоны водохранилища от древесно-кустарниковой растительности производится в соответствии с санитарными нормами, согласно которым очистку от древесно-кустарниковой растительности производят на территории сработки водохранилища от НПУ до отметки на 2 м ниже УМО 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 (примечание к п.3.3.2. санитарных правил проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ № 3907-85 от 1.07.1985).

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

– 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.

Но, тем не менее, плотина Амурской ГЭС обеспечит защиту Приамурья от катастрофических наводнений, приносящих огромный ущерб населению, поэтому специалисты высоко оценивают достоинства проекта, по которому построена плотина Амурской ГЭС. Она надежно сдерживает напор огромной массы воды и имеет большое противопаводковое значение.

#### **7.4.2 Водоохранная зона**

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 авиаопыления лесных угодий ядохимикатами, на которые не установлены предельно-допустимые концентрации (ПДК);

– 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.

#### **7.4.3 Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции**

Замасленные стоки ГЭС должны поступать на специальные маслоочистительные установки. В аварийной ситуации (пожар на площадке

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.

План мероприятий по охране окружающей среды представлен в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – План мероприятий по охране окружающей среды

Мероприятия	Основание для выполнения	Период
<b>Раздел I. Охрана атмосферного воздуха</b>		
Контроль выхлопных газов автотранспорта	Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха». №96-ФЗ от 4 Мая 1999 года.	Строительство
Разработка проекта нормативов предельно допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу		Строительство
Контроль выбросов во время сварочных, металлообрабатывающих работ		Строительство
Установка газопылеулавливающих установок		Строительство
<b>Раздел II. Охрана водного бассейна</b>		
Подготовка территории, находящейся в зоне затопления (очистка от растительности, перенос могильников и кладбищ)	Водный кодекс №74-ФЗ от 3 июня 2006 года.	Строительство
Контроль за технологическим состоянием техники и насосов		Строительство и эксплуатация
Контроль выбросов при замене масел		Строительство и эксплуатация
Отвод дистиллята, используемого при охлаждении обмоток генератора		Эксплуатация Строительство
<b>Раздел III. Охрана от промышленных отходов</b>		
Сбор и сдача отработанных ртутьсодержащих ламп	Федеральный закон «Об отходах производства и потребления». №89-ФЗ от 24 июня 1998 года.	Строительство и эксплуатация
Сдача отработанных шин автотракторной техники, на предприятия имеющие лицензии		Строительство и эксплуатация
Контроль за сбором и временным хранением отходов производства и потребления		Строительство и эксплуатация
Разборка и удаление неиспользуемых объектов		При завершении строительства

## 8 Технико-экономические показатели

### 8.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

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

Электрическая энергия с точки зрения оптового рынка является товаром, который продают на оптовом или розничном рынке. Результаты продаж электроэнергии представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2022	2023	2024	2025	2026
Установленная мощность	МВт	410	410	410	410	410
Число часов использования установленной мощности	Часы	6829	6829	6829	6829	6829
Выработка электроэнергии	тыс МВт·ч	2799,9	2799,9	2799,9	2799,9	2799,9
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1	1	1	1	1
Расход электроэнергии на собственные нужды	тыс МВт·ч	28	28	28	28	28
Объем реализации электроэнергии	тыс МВт·ч	2771,9	2771,9	2771,9	2771,9	2771,9
Тариф на электроэнергию	руб/МВт·ч	1077	1110	1143	1175	1206
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	2985,3	3076,8	3168,3	3257,0	3342,9
НДС к выручке	млн.руб.	497,6	512,8	528,0	542,8	557,2

Вывод: согласно данным таблицы 8.1. рост выручки за исследуемой период произошел за счет изменения тарифа на электроэнергию, при этом объемы реализации не изменились.

### 8.1.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполняем на основании Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017 – 2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.17 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.

Амортизационные отчисления определяются по каждому виду актива, в соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств и незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости): 0,08%.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяем в расчете на 1 МВт установленной мощности.

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	104,64
Прочие	274	112,35
Итого по ГЭС	529,2	216,99

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в %, представлены в таблице 8.3.

Таблице 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт, %

Этап проекта, год	Величина
От 1 до 5	0,04
От 6 до 15	0,06
От 16 до 25	0,08
Свыше 25	0,1

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс.руб/МВт	55,51
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб/МВт·ч	0,45
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0.000318 тыс.руб/МВт·ч	0,13
Итого		56,09

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт·ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Зея составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2022	2023	2024	2025	2026
Амортизационные отчисления, млн.руб.	23,09	23,09	23,09	23,09	23,09
Расходы на страхование, млн.руб.	9,98	9,98	9,98	9,98	9,98
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	216,9	216,9	216,9	216,9	216,9
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	415,67	415,67	415,67	623,5	623,5
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	56,09	56,09	56,09	56,09	56,09
Налог на воду, млн.руб.	15,59	17,00	17,00	17,00	17,00
Итого, млн.руб.	322,16	323,57	323,57	323,78	323,78

Вывод: Увеличение роста затрат по гидроузлу в исследуемый период объясняется увеличением расходов на ремонт производственных фондов, поскольку на ГЭС используется дорогостоящее оборудование.

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы на рисунке 8.1.

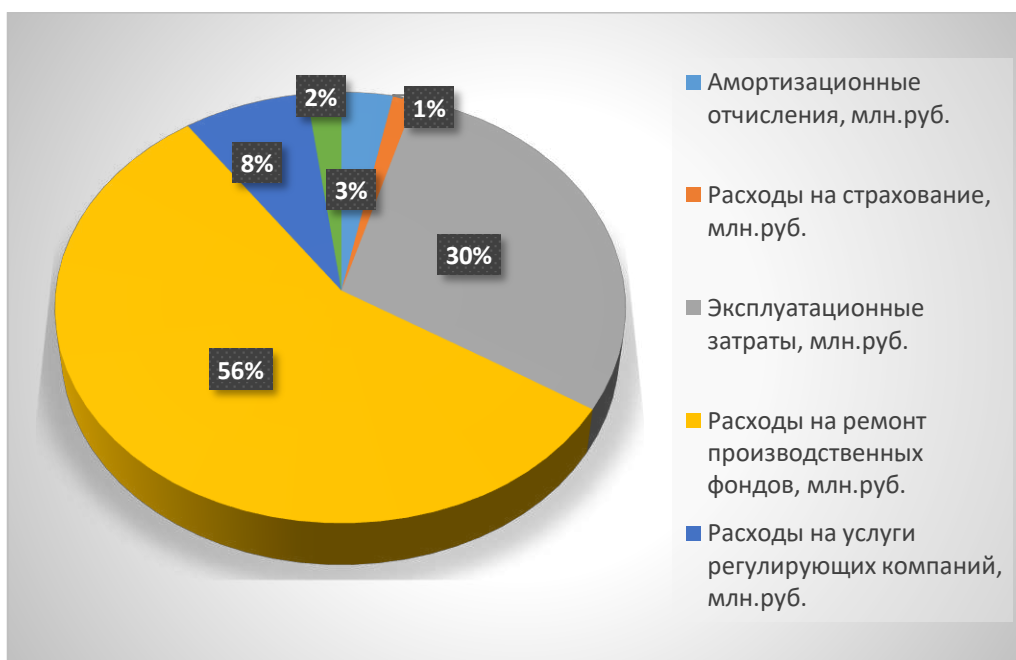


Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %

Вывод: Из диаграммы (рисунок 8.1) можно сделать вывод, что основную часть затрат по гидроузлу составляют расходы на ремонт производственных фондов, которые необходимы для реновации (обновления) и капитального ремонта оборудования и сооружения ГЭС, поскольку к оборудованию ГЭС предъявляются повышенные требования по готовности к работе.

### 8.1.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства Амурской ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

- Налог на прибыль – 20%;
- НДС – 20%;
- Взносы в социальные фонды – 34%;
- Налог на имущество – 2,2%
- Налог на воду на 1 тыс. кВт.ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот за период 2029-2033 годы приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6– Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2029	2030	2031	2032	2033
Налог на прибыль, млн.руб.	593,6	599,6	617,7	636,4	655
НДС, млн.руб.	786,7	804,4	822,1	839,8	857,5
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	33,4	33,4	33,4	33,4	33,4
Налог на имущество, млн.руб.	524,1	560,4	554,4	548,4	542,4
Итого, млн.руб.	1937,8	1997,8	2027,6	2058	2088,3

### 8.2 Оценка суммы прибыли

Прибыль является конечным финансовым результатом от продажи электроэнергии генерирующей компании и в общем виде представляет разницу между ценой продукции и её себестоимостью.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.7 и на рисунке 8.2.

Таблица 8.7 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2022	2023	2024	2025	2026
Выручка (нетто), млн.руб.	3061	2827	2613	2406	2212
Текущие расходы, млн.руб.	322,16	323,57	323,57	323,78	323,78
ЕВИГДА (Валовая прибыль), млн.руб.	3262	3362	3468	3565	3659
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	485	589,6	636,4	669,8	688,6
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	2362,8	2358,4	2545,5	2679,1	2754,6
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

При выходе на полную мощность чистая прибыль составляет 77% от выручки (нетто).

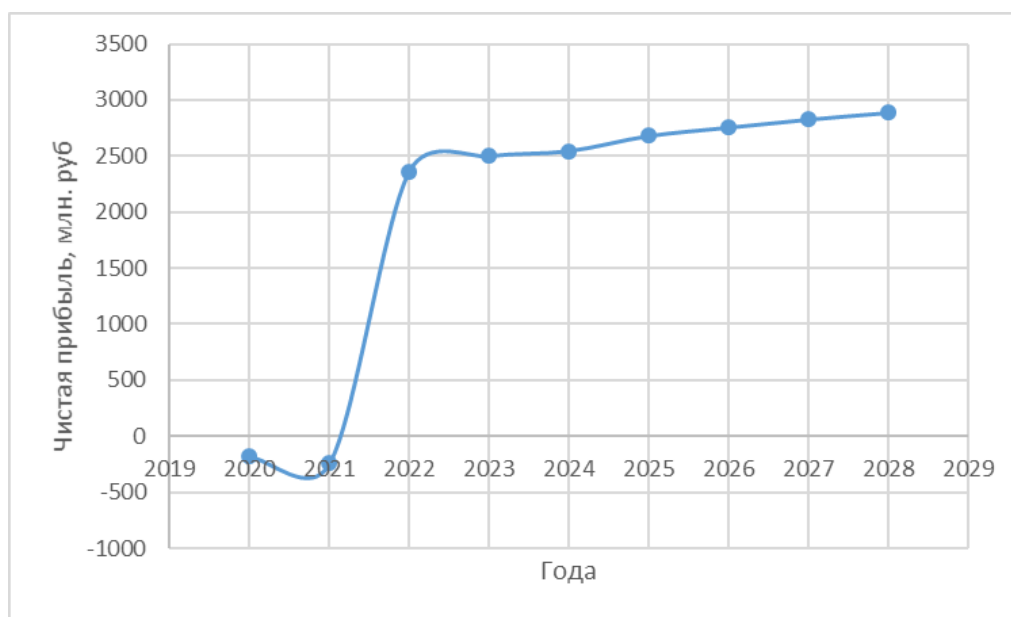


Рисунок 8.2 – Чистая прибыль, млн. руб.

### 8.2.1 Анализ денежных потоков

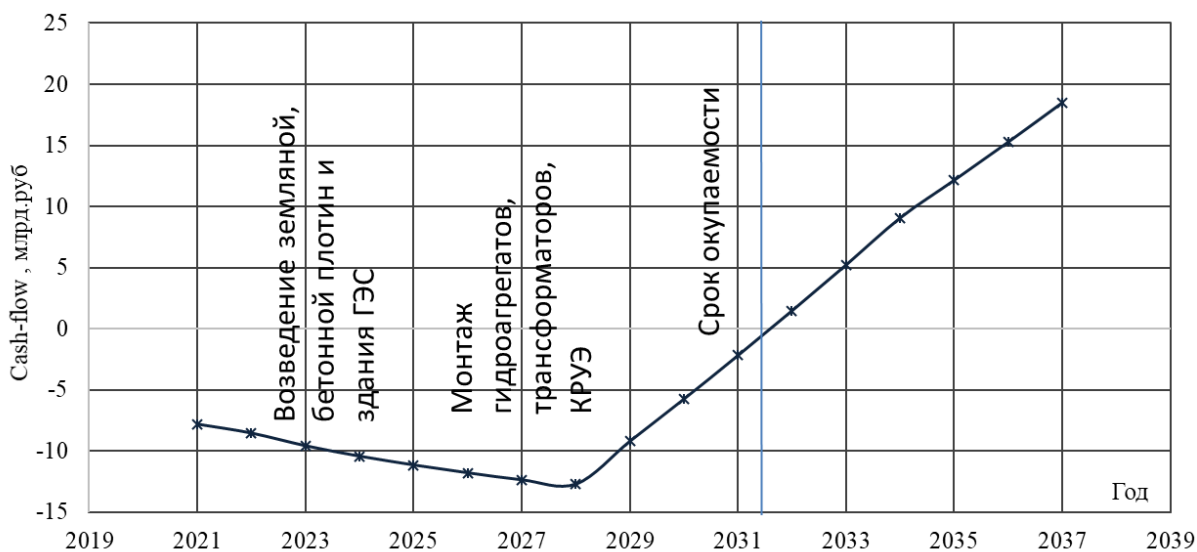


Рисунок 8.3 – Анализ денежных потоков, млн. руб.

Вывод: Расчет чистой прибыли (рисунок 8.3) показал, что проект в 2022 выходит на положительную чистую прибыль и далее только увеличивает свою экономическую эффективность. Рост чистой прибыли связан с ростом выручки, которая зависит от объёмов продаж электроэнергии и мощности. Ввод новых генерирующих мощностей способствует этому.



### **8.3. Оценка инвестиционного проекта**

Цель оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»)

#### **8.3.1 Методология, исходные данные**

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

1. Чистый, дисконтированный доход
2. Индекс прибыльности
3. Срок окупаемости
4. И т.д.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

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

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

в) Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»

Расчёты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

1) Период прогнозирования для Амурской ГЭС составляет 20 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.

2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2020 года.

3) Предполагается, что в течение прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

### 8.3.2 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8-Показатели эффективности реализации проекта «Амурской ГЭС на реке Зея»

Ставка дисконтирования	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	150
Средняя норма рентабельности - ARR, %	20,08
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	1064,31
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,11
Себестоимость эл.энергии, руб/кВт·ч	0,28
Удельные капиталовложения, руб/кВт	76215

Вывод: показатель чистый дисконтированный доход характеризует превышение денежных поступлений над средствами, которые были вложены в данный проект. В данном случае ЧДД является величиной положительной, а это означает, что проект прибыльный.

### 8.3.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений величина которых показана в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Год	2022	2023	2024	2025	2026
В федеральный бюджет, млн.руб.	846,4	1278	1344	1399	1437
В региональный бюджет, млн.руб.	26,09	21,89	20,88	20,37	19,86
Налоговые поступления, млн.руб.	872,5	1300	1365	1420	1458

Вывод: заметен рост налоговых отчислений в федеральный бюджет, это связано с тем, что вводятся новые генерирующие мощности следовательно продажи электроэнергии и мощности становятся больше, увеличиваются поступления от налога на прибыль и от налога на воду. Также ежегодно понижаются налоговые отчисления в региональный бюджет. Это связано с уменьшением стоимости имущества.

## 8.4 Анализ чувствительности

Типы риска инвестиционного проекта:

- 1) рыночные - неопределенность объемов реализации электроэнергии;
- 2) капитальные - возможность неудачного конструктивного решения, следствием которого является изменения затрат в строительство;
- 3) операционные - неопределенность хода проекта в его продуктивный период;
- 4) правовые (политический, юридический, суверенный) возможность изменения правовой среды, в которой осуществляется бизнес;
- 5) финансовые (процентный, валютный) - неопределенность обменных и процентных ставок на финансовых рынках.

Наиболее значимы для проекта рыночные, капитальные и операционные риски. Соответствующие основные параметры финансовой модели перечисленным рискам приведены в таблице 8.10.

Таблица 8.10 - Риски и соответствующие параметры финансовой модели

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

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности - метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины PI к изменениям:

- а) Ставки налогов;
- в) Цена сбыта;
- г) Ставка дисконтирования

Графики изменения данных параметров представлены на рисунках 8.4-8.6.

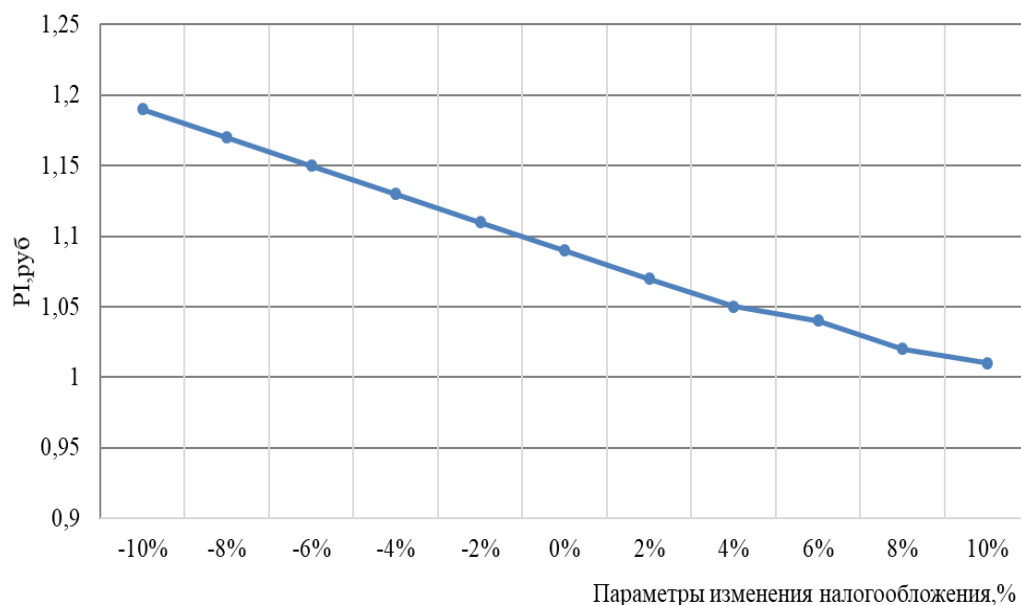


Рисунок 8.4-Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов

Вывод: Проект рассматривался в стабильном налогообложении, но налог может измениться как в минус, так и в плюс. При изменении ставки налога более +15% проект будет считаться убыточным.

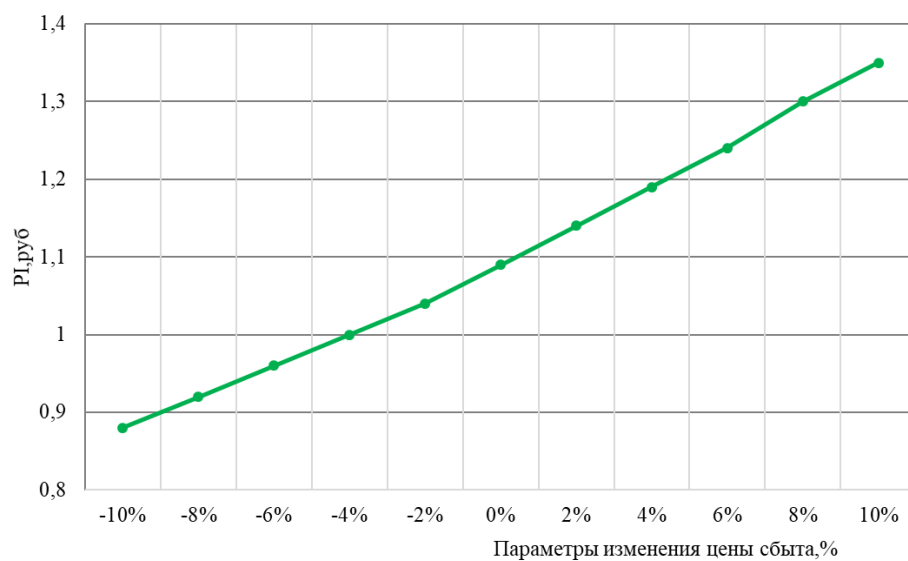


Рисунок 8.5-Сумма PI в зависимости от изменения цены сбыта

Вывод: Увеличение цены сбыта позволяет увеличить индекс доходности.

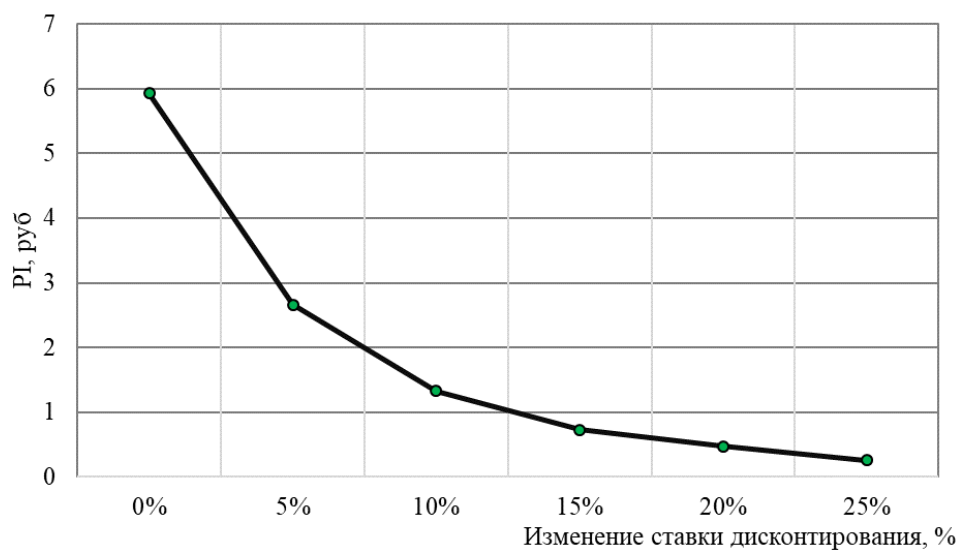


Рисунок 8.6 - Сумма PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Вывод: Проект рассматривался с установленной ставкой дисконтирования. При её изменении более чем на 25% проект будет считаться убыточным.

## 9 Оценка потерь воды на гидроузлах и методы их снижения

### 9.1 Оценка потерь воды на гидроузлах

Главными задачами организации учета стока воды на гидроэлектростанциях являются контроль использования водных ресурсов гидроэлектростанциями, получение оперативных данных для регулирования водного стока через створ гидроузла и получение информации для расширения гидрологической изученности, а также уточнения гидрологических данных о водотоке.

Учитываются следующие элементы стока воды через гидроузел:

1. расход воды через гидротурбины;
2. расходы через все входящие в состав гидроузла водосливные, а также водосбросные сооружения, включая сооружения особого назначения (рыбопропускные устройства, шугосбросы, промывные галереи, транспортные устройства: шлюзы, плотходы, бревноспуски);
3. расход воды через водозаборные сооружения системы технического водоснабжения на собственные (производственные) нужды ГЭС;
4. фильтрационный расход (через основание и тело грунтовых, бетонных сооружений и береговых примыканий);
5. расход (протечки, утечки) через неплотности затворов, закрытые направляющие аппараты гидротурбин.

В совокупном балансе стока воды через гидроузел эти составляющие имеют разную значимость. Большая часть гидроэлектростанций, обладающих водохранилищами достаточного объема, пропускает почти весь расход воды через турбины. Водосбросные сооружения не функционируют продолжительное время, а, например, в паводочный период или во время останова гидроагрегатов. На некоторых ГЭС водосбросы присоединяются к работе даже не каждый год, а только в тот, когда произошло половодье.

Фильтрационные расходы воды под сооружениями гидроузла и через земляные плотины, кроме того протечки через неплотности затворов и закрытые направляющие аппараты гидротурбин, обычно, ежедневно не измеряются, а берутся в качестве постоянной составляющей. Расходы воды на фильтрацию определяются с помощью расчётов или принимаются из проектных данных, или устанавливаются вследствие опыта эксплуатации либо натурных испытаний. Необходимо отметить трудность определения данного типа расходов воды через различные участки гидроузла.

Итоговые фильтрационные затраты воды от всех видов потерь на ГЭС при рабочих уплотнениях затворов и направляющих аппаратов гидротурбин, как правило, не слишком велики и составляют небольшую часть общего расхода через гидроузел; в определённых случаях эти расходы рационально вообще не принимать во внимание, так как их значение находится в пределах

точности измерений расходов гидротурбин и водосбросов. В случаях, когда протечки рассматриваются как постоянное значение (независимо от того, каким путем оно определяется), ошибка в учете стока воды от протечек почти не оказывает влияние на общую погрешность определения стока воды через гидроузел. По этой причине с точки зрения повышения точности учета стока воды на ГЭС нецелесообразно анализировать и рассчитывать каждый фильтрационный расход в отдельности.

## 9.2 Учет стока воды через гидроагрегаты

Подбор способа расчёта или установления среднесуточного расхода воды через турбины зависит от типа гидроэлектростанции, внутрисуточного изменения напора, характера суточного графика нагрузки, участия гидроагрегатов данной ГЭС в АВРЧМ, числа установленных гидротурбин и также их типа, наличия на ГЭС гидроагрегатов различных типоразмеров и мощности, введения на ГЭС автоматизированных средств измерения и программного обеспечения с целью учета стока с применением вычислительной техники АСУ ТП.

**Первый метод.** За каждый месяц года определяются нагрузка агрегата  $N$  (кВт) и рабочий напор  $H$  (м). Согласно данным сведениям, воспользовавшись эксплуатационной характеристикой, находят расход воды за каждый месяц  $Q_m$  (м<sup>3</sup>/с). Среднегодовой расход можно рассчитать по следующей формуле:

$$Q_{\text{ср}} = \frac{\sum Q_m}{12} \quad (9.1)$$

**Второй метод.** Согласно счетчику выработки электроэнергии, определяется средняя за год нагрузка гидроагрегата (или гидроагрегатов, когда расчет ведется для всех турбин ГЭС сразу):

$$N_{\text{ср}} = \frac{\mathcal{E}}{12} \quad (9.2)$$

где  $N_{\text{ср}}$  - средняя за год нагрузка гидроагрегата, кВт;

$\mathcal{E}$  - выработка гидроагрегатом (всеми гидроагрегатами) электроэнергии за расчетный интервал времени (год), кВт-ч.

По данным отдельных замеров уровней верхнего и нижнего бьефов рассчитывается средний за год рабочий напор. Для определения средних значений мощности и напора по расходной характеристике ГА определяется среднегодовой расход воды через гидротурбины.

**Третий метод.** Согласно счетчику выработки электроэнергии, определяется средняя за время работы нагрузка гидроагрегата (или гидроагрегатов, когда расчет ведется для всех турбин ГЭС сразу):

$$N_{\text{ср.р}} = \frac{\mathcal{E}}{t_{\text{р}}} \quad (9.3)$$

где  $N_{\text{ср.р}}$  – средняя за время работы нагрузка гидроагрегата, кВт;

$t_{\text{р}}$  – продолжительность работы гидроагрегата (гидроагрегатов) в течение года, ч.

Определяется средний за год рабочий напор. Для полученных значений мощности и напора по расходной характеристике гидроагрегата находится средний расход воды через гидротурбину за время ее функционирования  $Q_{\text{ср}}$ .

Среднегодовой расход воды через гидротурбины ( $\text{м}^3/\text{с}$ ) можно рассчитать по следующей формуле:

$$Q_{\text{ср.год}} = \frac{Q_{\text{ср.}} \cdot t_{\text{р}}}{12} \quad (9.4)$$

**Четвертый метод.** Основан на измерении выработки электроэнергии гидроагрегатами, при этом учитывающий изменение напора. При определении среднего расхода за время работы  $Q_{\text{ср}}$  напор учитывается как среднее значение за время работы гидроагрегата, а не по среднегодовому значению. По сравнению с предыдущим методом дает меньшую погрешность при суточных колебаниях нагрузки.

**Пятый метод.** На многих гидроэлектростанциях есть графики расчетных значений удельных расходов воды на выработанную или отпущенную электроэнергию  $q$  [ $\text{м}^3/(\text{кВт}\cdot\text{ч})$ ] в зависимости от напора  $q = f(H)$  или положения уровня воды в верхнем бьефе  $q = f(D \text{ В.Б.})$ .

При наличии подобных графиков (если есть необходимость их можно специально построить) может быть предложен следующий метод для определения среднегодовых значений расхода воды через гидротурбину: согласно показаниям электросчетчиков генераторов определяется годовая выработка электроэнергии  $\mathcal{E}_{\text{год}}$  (кВт·ч); по соответствующему графику по приобретённым значениям  $N_{\text{ср}}$  и среднегодового напора рассчитывается среднее значение удельного расхода воды  $q$  за данный год,  $\text{м}^3/(\text{кВт}\cdot\text{ч})$ ; среднегодовой расход воды вычисляется по следующей формуле:

$$Q_{\text{ср.год}} = \frac{\mathcal{E} \cdot q}{8640} \quad (9.5)$$

Главным аспектом подбора этого или другого способа определения среднегодового расхода считается предоставление необходимой точности получаемого результата при наименьших затратах на производство самих измерений и дальнейших расчетов. Более точным является первый метод, однако он потребует относительно большой вычислительной деятельности - ежемесячного замера напора, мощности и расчёта расхода. В особенности трудны такие замеры на ГЭС с большим количеством агрегатов. По этой



причине, данный метод используется на малоагрегатных гидроэлектростанциях. Второй метод предоставляет неплохие результаты только лишь при равномерной круглогодичной нагрузке гидроагрегатов.

В случае, если на протяжении года ГА останавливался или функционировал в режиме СК, то определение среднегодовой нагрузки делением выработки на 8640 ч неизбежно повергнет к сокращению среднегодовой нагрузки, а, таким образом, и расхода. Неточность станет тем больше, чем меньше в работе был гидроагрегат. К примеру, при останове гидроагрегата всего лишь на 1 час среднегодовой расход, посчитанный по второму методу, будет уменьшен на  $1/8640$  часть, или на 0,012% за год.

При неравномерности суточного графика нагрузки – с учетом продолжительности времени работы гидроагрегата в течение суток применяют третий метод и – с учетом среднего напора за время работы гидроагрегата применяют четвертый метод. Эти два метода почти равнозначны по трудоемкости, однако, третий метод дает большую погрешность при годовых колебаниях нагрузки.

Пятый метод возможен при наличии графиков удельных расходов воды и при сильных колебаниях напора значения удельных расходов будут постоянно изменяться, что затруднит процесс учета стока воды.

Технология производства замеров довольно элементарна и надежна по точности, если в течение года колебание уровня верхнего бьефа (напора) будет незначительным по отношению к полному напору. При существенных колебаниях напора значения удельных расходов станут регулярно изменяться, что безусловно усложняет процедуру учета стока воды.

Применение эксплуатационных характеристик с целью учета расхода воды через гидротурбину подразумевает замеры мощности гидроагрегата и напора, при которых гидроагрегат функционирует, также нахождение по эксплуатационной характеристике расхода воды, надлежащего полученным замерам. Но в этом случае вероятны ошибки из-за неточностей на самой характеристике, замеров мощности гидроагрегатов и напора, а также из-за методической погрешности, которая связана с неверными расчётами среднегодовых расходов.

Для проектируемой станции Амурской ГЭС применяется первый метод определения расхода воды через ГА. За каждый месяц года формируются нагрузки агрегата  $N$  (кВт) и рабочий напор  $H$  (м). Согласно данным сведениям, используя эксплуатационную характеристику, находят расход воды за каждый месяц  $Q_m$  (м<sup>3</sup>/с). Среднегодовой расход рассчитывается для одного года. Значения расходов принимаются из годичной сработки водохранилища Амурской ГЭС (Приложение А).

$$Q_{\text{ср.год}} = \frac{\sum Q_m}{12} = \frac{8760}{12} = 730 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \quad (9.6)$$

Данные о расходе воды в нижний бьеф за прошедший год передаются в Амурское БВУ.

Существенная неточность расчёта расхода воды через гидротурбины способна появиться из-за неверного или не очень точного определения реального напора на гидротурбину.

Общая погрешность измерения напора гидротурбины формируется из ошибок:

1. В измерении уровней воды верхнего и нижнего бьефов;
2. В определении потерь напора на сороудерживающих решетках;
3. Из-за ветровых сгонно-нагонных явлений.

Перечисленные погрешности имеют разное значение и знак в зависимости от местных условий и квалификации эксплуатационного персонала, проводящего измерения.

Все данные погрешности при замерах напора не всегда присутствуют в каждом гидроузле. Обычно доминируют 2-3 погрешности, а другие в целом отсутствуют либо до такой степени незначительны, что имеют все шансы никак не рассматриваться, так как почти никак не повлияют на конечный итог.

Проанализируем по отдельности каждую из погрешностей, присутствующую при замерах.

### **9.3 Погрешности измерения напора гидротурбин и учет потерь**

Погрешности измерений уровней воды в бьефах зависят как от места установки измерительных приборов, так и от их конструкции. Влияние места установки на точность измерений в большей степени относятся к первичному прибору, место для которого должно выбираться особенно тщательно. Желательно, чтобы в этом месте были минимальные ветровые и волновые колебания уровня воды, чтобы за счет скоростей потока не было местных понижений или повышений уровней. Место установки должно быть удобным для осмотра прибора, по возможности защищенным от плавающих бревен, топляков, сора и др.

Погрешность измерения из-за приборов характеризуется их классом и условиями эксплуатации. Возможные погрешности из-за смещения нуля отсчета и из-за неправильной установки или наладки их не учитываются, так как они не характеризуют точность самого прибора.

### **9.4 Определение потерь напора на сороудерживающих решетках**

Точное определение действительного напора на ГЭС во многих случаях зависит от правильного определения потерь напора на сороудерживающих решетках, которые могут меняться в течение года и в большей степени зависят от состояния верхнего бьефа. При наличии плавающего мусора (в паводок), шуги или льда (зимой) они могут быть значительными и, наоборот, при чистом верхнем бьефе – небольшими и мало отличаться от проектных данных.

Другим фактором, влияющим на потери напора на сороудерживающих решетках, является нагрузка гидроагрегата. При больших нагрузках увеличиваются расход и скорость потока в створе решеток и пропорционально квадрату скорости возрастают на них потери.

Для оперативного контроля за потерями напора на решетках можно воспользоваться методикой, примененной на Зейской ГЭС.

На рисунке 9.1 представлен график нагрузки за средневодный год.

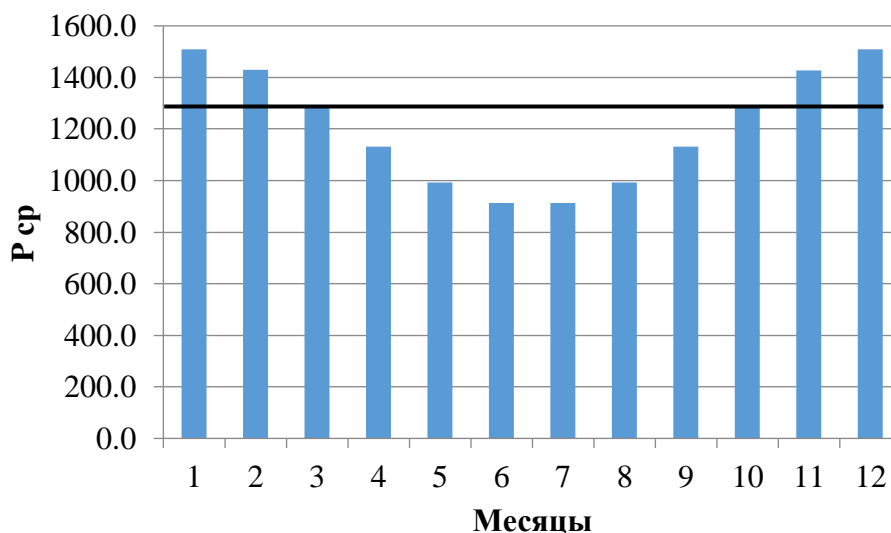


Рисунок 9.1 – Годовой график нагрузки

Среднегодичное значение потерь напора на Амурской ГЭС за средневодный год определяется по формуле:

$$\Delta h_{\text{ср}} = k \cdot \left( \frac{Q_{\text{ср.год}}}{Q_{\text{max}}} \right) \cdot \Delta h_{\text{max}} = 0,9 \cdot \left( \frac{730}{1066} \right) \cdot 0,45 = 0,28\text{м} \quad (9.7)$$

Где  $k$  – коэффициент, зависящий от конфигурации годичного графика нагрузки гидроэлектростанций, находится в диапазоне 0,7- 1,0, в зависимости от графика нагрузки, который представлен на рисунке 10.1 принимается равным 0,9;

$Q_{\text{ср.год}}$  – среднегодичный расход через гидротурбину, м<sup>3</sup>/с;

$Q_{\text{max}}$  – расход через гидротурбину, измеренный в месяцы максимума, м<sup>3</sup>/с;

$\Delta h_{\text{max}}$  – потери напора на решетках, измеренные в месяцы максимума нагрузки, м.

Потери напора на решетках высоконапорных гидроэлектростанций с напором свыше 60 м – менее 0,5 %. Так для проектируемой ГЭС с максимальным напором 60 м потери будут составлять 0,45 м.

Из вычисленной формулы видно, что среднегодичные потери напора на сороудерживающих решетках до 0,28 м, но при этом следует уточнять степень засорения решеток и нагрузки гидроагрегатов.

## 9.5 Погрешность из-за ветровых сгонно-нагонных явлений

При подъёме уровня воды из-за ветрового нагона увеличивается погрешность определения притока. Однако на точность определения напора непосредственно на гидротурбину или водосброс данное явление не оказывает никакого влияния, так как уровень воды в верхнем бьефе фиксируется уровнемерами и именно эти значения учитываются в расчётах напора, и соответственно расхода.

В определённых вариантах из-за сгонно-нагонных явлений происходит большое изменение уровня воды по всей длине ГЭС (перекос). Такая картина особенно заметна на гидроэлектростанциях с большим количеством агрегатов. В таком случае погрешность в учете стока возможна, если напор на все турбины принимают одинаковым. На проектируемой Амурской ГЭС не принимается во внимание влияние ветра, так как количество агрегатов равно трём, поэтому поперечные перекосы слишком малы,

## 9.6 Учет стока воды через гидротехнические сооружения

Учет стока воды через гидротехнические сооружения гидроузлов определяется через все входящие в состав гидроузла водосливные, водосбросные и водозаборные сооружения, включая сооружения специального назначения рыбопропускные устройства, шугосбросы, промывные устройства, транспортные устройства (плотоходы, бревноспуски, шлюзы). Учету подлежит весь сток, прошедший за год через работающие отверстия, с включением в него протечек через неплотности конструкций затворов водосбросных отверстий. На деривационных гидроэлектростанциях учет стока проводится как на станционном узле, так и на головном.

Водосбросные сооружения работают непродолжительное время в паводочный период или во время останова гидроагрегатов (планового или аварийного) и только в том случае, если отсутствует свободный объем водохранилища.

Расход для отверстия водосбросной плотины Амурская ГЭС, работающих в безнапорном режиме, определяется по формуле:

$$Q = m \cdot b \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H^3} = 0,49 \cdot 18 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 5,1^3} = 132,6 \text{ м}^3/\text{с} \quad (9.8)$$

Где  $m$  – коэффициент расхода при свободном переливе (принимается по данным проекта);

$b$  – ширина водопропускного отверстия в свету, м;

$H$  – напор над порогом водослива, м.

## 9.7 Учет стока воды на производственные нужды ГЭС, протечек и фильтрации через сооружения

Расход воды системы ТВС гидроагрегата, обеспечивающей охлаждение основных узлов генератора, смазку обрешиненного турбинного подшипника а также иных потребителей при всех режимах работы ГА, учитывается как постоянная величина на протяжении года.

На ГЭС также подлежат учету потери воды через закрытые направляющие аппараты гидроагрегатов за время нахождения их в резерве, ремонте и режиме СК, а также протечки через неплотности затворов. Расход утечек через закрытые направляющие аппараты гидроагрегатов следует время от времени измерять.

Применительно к Амурской ГЭС при полностью закрытом направляющем аппарате протечки воды через его неплотности не должны превышать 36 л/с и не должны срагивать с места незаторможенный ротор агрегата, а также должны обеспечить остановку агрегата без торможения.

Величина фильтрации на 1 м по периметру уплотнения через затворы ГТС не должна превышать следующих значений:

- для металлических уплотнений - 0,8 л/с;
- для неподвижных резиновых и полиэтиленовых уплотнений - 0,3 л/с;
- для резиновых и полиэтиленовых уплотнений при регулировании их прижатия напором 0,1 л/с.

Для ремонтного и аварийно-ремонтного затвора водовода, а также для затворов водосбросной части плотины, фильтрация не должна превышать 0,1 литра на погонный метр уплотнений затвора.

В таблице 9.1 представлена зависимость протечек через затворы от отметки верхнего бьефа.

Таблица 9.1 – Протечки через затворы водосбросной части плотины

Отметка ВБ, м	Максимальные протечки по нормам через затворы водосбросной части плотины, л/с
290	1,6
287,25	1,2
284,5	0,9

Из представленной таблицы протечки через затворы не превышают максимальных нормированных значений.

## 9.8 Учет потери воды при фильтрации в основании сооружения

Фильтрационные расходы в основании и теле грунтовых, бетонных сооружений и береговых примыканий являются одним из контролируемых показателей состояния гидротехнических сооружений. Эти расходы определяются по данным натурных наблюдений.

При расчете потерь на фильтрацию через грунты ложа и берегов водохранилища используют результаты гидрогеологических исследований в зоне создания водохранилища. При приближенных расчетах можно принять потери на фильтрацию в виде слоя воды с наличной площади зеркала водохранилища. Величину слоя фильтрации  $h_{\phi}$  в год принимают при средних условиях - 0,8 м в год.

Объем потерь на фильтрацию  $V_{\phi}$  ( в км<sup>3</sup>/год) вычисляют по зависимости:

$$V_{\phi} = h_{\phi} \cdot F_3 = 0,8 \cdot 1462,4 = 1169,92 \text{ км}^3 \quad (9.9)$$

где  $F_3$  – площадь зеркала водохранилища Амурской ГЭС, 1462,4 км<sup>2</sup>.

### 9.9 Учет потерь воды при фильтрации через грунтовую плотину

Фильтрационный поток, проходящий через грунтовую плотину, также учитывается при подсчете потерь. Общий фильтрационный расход через тело плотины определяется: грунтовая плотина разбивается по длине на ряд участков длиной  $l_1, l_2$  и т.д., для которых средние напоры воды перед плотиной соответственно  $H_1, H_2$  и т.д. (рисунок 9.2).

Далее вычисляется фильтрационный расход для каждого участка отдельно:

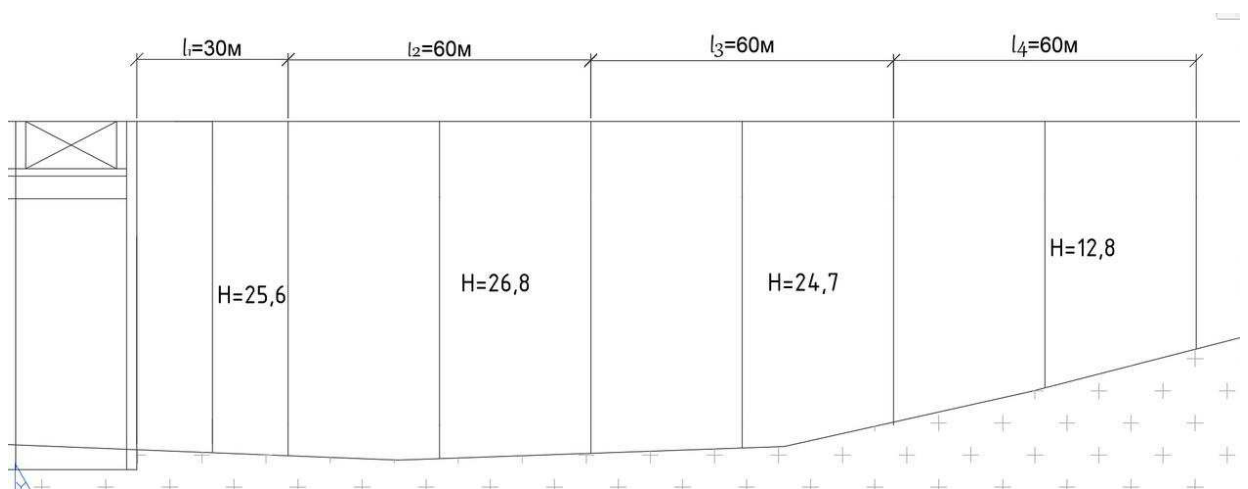


Рисунок 9.2 – Грунтовая плотина

$$q_1 = \left( \frac{H_1^2 - H_2^2}{2L_p} \right) \cdot k_{\phi} = \left( \frac{25,6^2 - 26,8^2}{2 \cdot 70,5} \right) \cdot 0,001 = 0,00045 \text{ м}^3 \quad (9.10)$$

где  $L_p$  – расчетная длина пути фильтрации, м;

$k_{\phi}$  – коэффициент фильтрации, для данного случая принимается 0,001 [34].  
Общий фильтрационный расход через тело плотины будет равен сумме расходов отдельных участков:

$$\begin{aligned}
 Q &= q_1 \cdot l_1 + q_2 \cdot l_2 + q_3 \cdot l_3 + q_4 \cdot l_4 = \\
 &= 30 \cdot 0,00045 + 60 \cdot (0,00077 + 0,0032) = 0,25 \text{ м}^3
 \end{aligned}
 \tag{9.11}$$

### 9.10 Потери воды при испарении

В процессе эксплуатации водохранилища вода теряется на испарение. В результате площадь зеркала водохранилища уменьшается.

Испарение воды из водохранилища может быть настолько велико, что весь поток к водохранилищу может испариться.

Объем потерь на испарение определяются произведением площади зеркала водохранилища  $F_3$  на толщину слоя испарившейся воды  $z_B$ , которую принимаем 30 мм. Данный расчет произведён для летнего времени года (июль).

$$V_{\text{и}} = z_B \cdot F_3 = 0,03 \cdot 1462,4 = 43,872 \text{ км}^3 \tag{9.12}$$

Стоит отметить, что объем потерь на испарение может изменяться в зависимости от температуры, влажности воздуха, скорости ветра и т.д.

### 9.11 Методы снижения потерь воды на гидроузлах

Наиболее результативным методом снижения потерь является сработка без холостых сбросов. Холостые сбросы считаются современной проблемой гидроэнергетики, по причине трудности прогнозирования поведения реки.

Для того, чтобы точно определять сток воды через водосбросы гидроэлектростанций как правило необходимо прилагать намного больше усилий, чем при определении стока через гидротурбины. В отличие от гидротурбин, на которых большая доля погрешностей появляется из-за методики расчёта среднегодового напора и мощности, а наименьшая из-за неточностей характеристики, для водосбросных сооружений определяющим условием является точность характеристики расходов. Как показывает опыт, расчётами и даже модельными испытаниями не всегда удаётся учесть все факторы, влияющие на точность определения стока воды. Например, не получится смоделировать реальные условия подхода потока к сооружению, распределение скоростей внутри него, сложно при расчете точно подбирать коэффициенты местных сопротивлений, шероховатости и бокового сжатия. Какие-то факторы, имеющие влияние на пропускную способность, можно выявить только после введения гидроузла в эксплуатацию и по этой причине они вообще не могут быть рассмотрены.

Увеличить точность учета стока гидроузла можно путем уточнения проектных или модельных данных натурными испытаниями гидросооружения.

Протечки через неплотности затворов возможно сократить за счет наблюдения и непрерывного контроля целостности уплотнений затворов, а также своевременного технического обслуживания и ремонтных работ.

Для снижения фильтрации в бетонных сооружениях проводится цементация швов, в основании – предусматриваются противофильтрационные элементы и дренажные скважины. В грунтовых плотинах стараются предельно снизить депрессионную кривую и тем самым уменьшить значение расхода. Снижение потерь на испарения воды в водохранилище не регламентируется стандартом.



## 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. Типовые строительные конструкции, изделия и узлы серия 1.424.3 – 7. Строительные колонны одноэтажных производственных зданий, оборудованных мостовыми опорными кранами [Электронный ресурс] : введ. 01.05.1985 // Справочная проектировщика «DWG». – Режим доступа: <http://www.dwg.ru>.
5. Васильев, Ю. С. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть) : учебное пособие / Ю. С. Васильев, Г. А. Претро. – Ленинград : ЛГТУ, 1991. – 80 с.
6. 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.
7. ГОСТ 8339-84 Установки маслонапорные для гидравлических турбин. Технические условия. – Введ. 01.07.1985 – Москва : Стандартиформ, 2008. – 8 с.
8. 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.
9. Каталог «Продукция компании» [Электронный ресурс] // «Synergy Astana» – инновационная инжиниринговая компания в области энергетики. – Режим доступа: <http://www.synergy.kz>.
10. СТО 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 30.07.2012 – Москва : Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 307 с.
11. ГОСТ Р 53866-2010 Рельсы крановые. Технические условия. – Введ. 13.09.2010 – Москва : Стандартиформ, 2011. – 12с.
12. ГОСТ 534-78 Краны мостовые опорные. Пролеты. – Взамен ГОСТ 534-69 ; введ. 01.07.1979 – Москва : ИПК Издательство стандартов, 2002. – 4 с.
13. Прошин, А. С. Монтажные краны электростанций : учебное пособие для вузов / А. С. Прошин. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва : Машиностроение, 1973. – 248 с.

14. 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.
15. СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.
16. 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.
17. ГОСТ 2.722-68\* Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Машины электрические. - Введ. 01.01.1971. – Москва : Стандартиформ, 2008. – 15 с.
18. ГОСТ 2.747-68 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Размеры условных графических обозначений. - Введ. 01.01.1971. – Москва : Стандартиформ, 2008. – 6 с.
19. ГОСТ 2.728-74 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Резисторы, конденсаторы. - Введ. 01.07.1975. – Москва : Стандартиформ, 2010. – 12 с.
20. Каталог «Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения класса напряжения 220кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Гольяттинский трансформатор». – Режим доступа: <http://www.transformator.com>
21. ГОСТ 17544-85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения классов напряжения 220, 330, 500 и 750 кВ. Технические условия. – Введ. 01.07.1986 – Москва : Энергоатомиздат, 1990. – 38 с.
22. Кузнецов, Д. А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование : учебное пособие для вузов / Д. А. Кузнецов, И. Ю. Погоняйченко. – Красноярск : СФУ, 2007. – 232 с.
23. 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.
24. 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 «Электрозавод». – Режим доступа: <http://www.elektrozavod.ru/>.
25. Каталог «Трансформаторы стационарные масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения класса напряжения 6-35 кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Гольяттинский трансформатор». – Режим доступа: <http://www.transformator.com>.

26. IEC 60050 (441) Международный электротехнический словарь. Глава 441: Коммутационная аппаратура, аппаратура управления и предохранители. – Введ. 01.01.1984 – Москва : Стандартинформ, 2014. – 104 с.
27. CIGRE WG 23.02 Доклад на втором международном семинаре по опытной эксплуатации высоковольтных подстанций с элегазовой изоляцией (КРУЭ) [Электронный ресурс] : от 23.02.2000 // «CIGRE WG». – Режим доступа: <http://www.wg.ru>.
28. Каталог «Продукция компании» [Электронный ресурс] // ЗАО группа компаний «ЭлектроЩит». – Режим доступа: <http://www.electroshield.ru>.
29. Правила устройства электроустановок : изд. 7. – Москва : ДЕАН, 2013. – 706 с.
30. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Полимер Аппарат». – Режим доступа: <http://polymer-apparat.ru>.
31. Каталог «Оборудование воздушных линий 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Конденсатор». – Режим доступа: <http://www.kondensator.su>.
32. 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.
33. 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.
34. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 111 с.
35. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 40 с.
36. 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.
37. Гидротехнические сооружения. Часть 2 : учебник для вузов / Л. Н. Рассказов [и др.]. – Москва : Издательство Ассоциаций строительных вузов, 2008. – 528 с.
38. ГОСТ 23119-78 Фермы стропильные стальные сварные с элементами из парных уголков для производственных зданий – Введ. 28.04.1978 – Москва : Стандартинформ, 2011. – 12с.
39. 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>.
40. 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>.

41. 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>.

42. Конституция Российской Федерации : офиц. текст. – Москва : Маркетинг, 2001. – 39 с.

43. 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>.

44. 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>.

45. 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>.

46. 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>.

47. 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>.

48. 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>.

49. О безопасности гидротехнических сооружений [Электронный ресурс] : федер. закон от 23.12.2003 N 186-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

50. 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>.

51. 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>.

52. Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации [Электронный ресурс] : федер. закон от 08.11.2007 N 258-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

53. Земельный кодекс Российской Федерации : офиц. текст. – Москва : Маркетинг, 2008. – 55 с.

54. Водный кодекс Российской Федерации : офиц. текст. – Москва : Маркетинг, 2008. – 42 с.

55. Лесной кодекс Российской Федерации : офиц. текст. – Москва : Маркетинг, 2008. – 45 с.
56. Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2012-2037гг. . – Введ. 31.03.2008 – Москва : «РусГидро», 2008 – 14 с.
57. Методические рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике. – Введ. 07.02.2000 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2010 – 58 с.
58. Методические рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО. – Введ. 31.03.2008 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 – 58 с.
59. Каталог «Провод алюминиевый неизолированный» [Электронный ресурс] // ООО «ЭлектроКомплект Сервис». – Режим доступа: <http://www.e-ks.ru>.
60. Каталог «Трансформаторы тока» [Электронный ресурс] // Торговая компания «Энергооборудование». – Режим доступа: <http://www.profenergo1.energoportal.ru>.
61. Каталог «Оборудование воздушных линий 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Конденсатор». – Режим доступа: <http://www.kondensator.su>.
62. Приказ Минприроды РФ от 26.01.2011 N 17 «Об утверждении Методических указаний по разработке правил использования водохранилищ» [Электронный ресурс] // «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
63. СТО РусГидро 06.01.99-2013 Гидроэлектростанции. Методические указания по учёту стока воды.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Анализ исходных данных

Таблица А.1 - среднемесячные, среднегодовые и среднемноголетние расходы воды (м<sup>3</sup>/с) в створе Амурской ГЭС.

№ года	Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср. год
1	1930	13	13	9	9	1767	1871	1991	1462	1135	602	254	103	769
2	1931	63	33	21	718	2382	1492	1561	856	856	456	185	60	724
3	1932	23	21	10	155	1737	2976	2227	2821	1312	452	82	39	988
4	1933	31	18	15	133	959	1161	2408	2571	1312	705	112	52	790
5	1934	42	32	25	52	1875	1148	3711	774	955	391	43	34	757
6	1935	46	24	17	159	1561	1230	800	740	1613	933	194	69	615
7	1936	22	15	9	13	1466	1785	4119	1763	1062	507	129	52	912
8	1937	18	13	10	47	907	1144	2068	1815	1062	357	318	112	656
9	1938	10	10	6	9	1101	3522	1140	778	1006	507	39	26	680
10	1939	37	21	12	26	1922	2318	1965	1273	1664	206	185	52	807
11	1940	59	20	8	185	1694	1316	2202	2473	2417	477	267	138	938
12	1941	65	29	25	396	1062	2335	2520	821	907	348	103	26	720
13	1942	77	24	17	17	1604	1032	1750	3087	3376	628	146	73	986
14	1943	85	26	25	65	2154	1462	830	959	980	305	86	52	586
15	1944	57	12	13	159	1423	1372	1815	1221	1260	378	73	43	652
16	1945	61	37	31	370	1789	1518	3130	2722	1333	555	305	133	999
17	1946	46	15	14	142	1651	1501	2017	821	654	155	120	22	596
18	1947	33	15	13	65	1557	933	864	1312	555	202	116	13	473
19	1948	12	9	9	47	378	1557	2387	3277	1664	469	151	82	837
20	1949	21	13	12	56	916	2421	1716	826	765	404	90	52	608
21	1950	28	14	12	47	1969	2081	2378	2374	1260	460	172	39	903
22	1951	40	18	12	65	1191	2395	3930	1514	1075	335	245	142	913
23	1952	44	29	24	340	860	860	2614	1767	1604	606	142	30	743
24	1953	18	15	11	168	701	1742	2726	1380	1509	181	26	17	708
25	1954	8	7	8	26	1011	808	1488	1716	1058	529	52	34	562
26	1955	31	17	11	26	572	1832	2864	2924	1772	808	163	56	923
27	1956	42	18	7	34	2030	2933	3939	1269	1677	206	146	43	1029
28	1957	35	22	18	456	2202	2675	1918	1617	1591	452	120	22	927
29	1958	23	14	11	69	778	843	1011	2933	2318	168	112	34	693
30	1959	50	17	12	73	714	985	1170	1969	757	353	146	43	524
31	1960	17	10	9	77	2705	731	1703	886	757	426	176	86	632
32	1961	9	6	5	43	658	2000	1432	2270	907	443	69	17	655
33	1962	14	4	4	39	1724	3969	959	3922	1213	1109	176	65	1100
34	1963	25	9	7	82	783	2219	3535	1109	959	288	43	26	757
35	1964	9	8	8	86	1054	1638	3341	2877	2623	705	292	52	1058
36	1965	13	12	10	39	2614	1312	851	959	1058	516	60	39	624
37	1966	26	13	11	90	1376	1419	800	808	1208	430	151	52	532
38	1967	32	23	18	490	1522	1879	1539	1918	3173	568	232	99	958
39	1968	27	18	16	262	2348	1638	929	1127	856	297	133	56	642
40	1969	21	18	17	47	1514	916	1011	907	1561	404	129	73	552
41	1970	14	9	6	99	826	1097	2017	3281	1716	507	280	65	826
42	1971	17	12	13	52	1307	757	1118	1109	1079	396	65	30	496
43	1972	18	15	11	9	1281	1462	1858	2172	1815	327	189	60	768
44	1973	19	15	12	65	641	1011	1062	3681	3569	482	90	39	890
45	1974	24	13	11	310	710	976	1036	1213	1161	413	99	22	499
46	1975	10	9	8	116	1329	1488	1647	3130	3027	757	56	26	967
47	1976	32	28	26	258	1118	1092	804	1415	1763	482	219	56	608
48	1977	26	17	15	151	1238	1174	1329	1866	1109	529	159	30	637
49	1978	18	14	11	172	1557	1109	903	705	1514	413	206	90	559
50	1979	15	7	6	47	482	1475	1380	2571	2520	254	133	47	745
Сред		31	17	13	133	1364	1607	1890	1795	1406	549	146	54	750

Окончание приложения А

Таблица А.2-Результаты расчётов для построения годовых графиков

t	$P_{\max}(t)$	$P_{\text{cp}}(t)$
1	1624	1508
2	1543	1428
3	1403	1290
4	1241	1131
5	1101	993
6	1020	913
7	1020	913
8	1101	992
9	1240	1130
10	1402	1290
11	1542	1428
12	1624,1	1508,3

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Водно-энергетические расчёты

Таблица Б.1 – Величины необходимые для расчёта максимальных расходов заданной обеспеченности

Годы	$Q_{\max}$ м <sup>3</sup> /с	$Q_{\max}$ м <sup>3</sup> /с (в убывающем порядке)	K	K-1	(K-1) <sup>2</sup>	(K-1) <sup>3</sup>	P%
1930	463	958	1,593	0,593	0,352	0,209	1,96
1931	554	923	1,535	0,535	0,286	0,153	3,92
1932	692	916	1,523	0,523	0,274	0,143	5,88
1933	598	914	1,520	0,520	0,270	0,141	7,84
1934	863	863	1,435	0,435	0,189	0,082	9,8
1935	375	856	1,423	0,423	0,179	0,076	11,76
1936	958	822	1,367	0,367	0,135	0,049	13,73
1937	481	819	1,362	0,362	0,131	0,047	15,69
1938	819	785	1,305	0,305	0,093	0,028	17,65
1939	539	777	1,292	0,292	0,085	0,025	19,61
1940	575	763	1,269	0,269	0,072	0,019	21,57
1941	586	762	1,267	0,267	0,071	0,019	23,53
1942	785	738	1,227	0,227	0,052	0,012	25,49
1943	501	728	1,211	0,211	0,044	0,009	27,45
1944	422	728	1,211	0,211	0,044	0,009	29,41
1945	728	692	1,151	0,151	0,023	0,003	31,37
1946	469	682	1,134	0,134	0,018	0,002	33,33
1947	362	680	1,131	0,131	0,017	0,002	35,29
1948	762	634	1,054	0,054	0,003	0,000	37,26
1949	563	629	1,046	0,046	0,002	0,000	39,22
1950	553	622	1,034	0,034	0,001	0,000	41,18
1951	914	608	1,011	0,011	0,000	0,000	43,14
1952	608	608	1,011	0,011	0,000	0,000	45,1
1953	634	598	0,994	-0,006	0,000	0,000	47,06
1954	399	598	0,994	-0,006	0,000	0,000	49,02
1955	680	586	0,974	-0,026	0,001	0,000	50,98
1956	916	575	0,956	-0,044	0,002	0,000	52,94
1957	622	563	0,936	-0,064	0,004	0,000	54,9
1958	682	554	0,921	-0,079	0,006	0,000	56,86
1959	458	553	0,920	-0,080	0,006	-0,001	58,82
1960	629	546	0,908	-0,092	0,008	-0,001	60,78
1961	528	539	0,896	-0,104	0,011	-0,001	62,75
1962	923	528	0,878	-0,122	0,015	-0,002	64,71
1963	822	505	0,840	-0,160	0,026	-0,004	66,67
1964	777	501	0,833	-0,167	0,028	-0,005	68,63
1965	608	481	0,800	-0,200	0,040	-0,008	70,59
1966	330	469	0,780	-0,220	0,048	-0,011	72,55
1967	738	463	0,770	-0,230	0,053	-0,012	74,51
1968	546	458	0,762	-0,238	0,057	-0,014	76,47
1969	363	434	0,722	-0,278	0,077	-0,022	78,43
1970	763	422	0,702	-0,298	0,089	-0,027	80,39
1971	304	410	0,682	-0,318	0,101	-0,032	82,35
1972	505	399	0,664	-0,336	0,113	-0,038	84,31
1973	856	375	0,624	-0,376	0,142	-0,053	86,27
1974	282	363	0,604	-0,396	0,157	-0,062	88,24
1975	728	362	0,602	-0,398	0,158	-0,063	90,2
1976	410	362	0,602	-0,398	0,158	-0,063	92,16
1977	434	330	0,549	-0,451	0,204	-0,092	94,12
1978	362	304	0,506	-0,494	0,244	-0,121	96,08
1979	598	282	0,469	-0,531	0,282	-0,150	98,04
Сумма	30067		50,000	0,000	4,375	0,251	



Продолжение приложения Б

Таблица Б.2 - Данные для построения кривых обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов.

m	P, %	Q <sub>год</sub> , м <sup>3</sup> /с	Годы	Q <sub>полов</sub> , м <sup>3</sup> /с	Годы	Q <sub>межен</sub> , м <sup>3</sup> /с	Годы
1	2	1071	1962	2369	1956	275	1940
2	4	1066	1964	2305	1964	271	1957
3	6	1036	1956	2266	1962	262	1935
4	8	1011	1940	2215	1932	219	1931
5	10	998	1932	2172	1942	219	1978
6	12	998	1957	2124	1975	215	1937
7	14	993	1942	2021	1940	215	1945
8	16	976	1975	2021	1951	211	1930
9	18	972	1945	2017	1945	211	1967
10	20	968	1967	2012	1950	202	1962
11	22	933	1955	2008	1967	181	1933
12	24	920	1951	2000	1957	181	1969
13	25	912	1950	1991	1955	181	1976
14	27	882	1936	1948	1936	172	1952
15	29	882	1973	1948	1973	168	1964
16	31	847	1948	1853	1948	159	1955
17	33	834	1970	1828	1939	142	1941
18	35	817	1930	1789	1970	142	1942
19	37	817	1933	1716	1972	142	1970
20	39	817	1939	1694	1934	142	1975
21	41	778	1972	1686	1979	133	1977
22	43	765	1934	1681	1933	129	1974
23	45	753	1952	1647	1930	120	1951
24	47	753	1979	1613	1953	116	1960
25	49	731	1931	1578	1958	116	1968
26	51	718	1937	1539	1952	112	1932
27	53	718	1953	1535	1963	112	1948
28	55	710	1941	1509	1938	112	1950
29	57	701	1958	1488	1941	112	1966
30	59	688	1938	1428	1931	108	1936
31	61	688	1963	1419	1961	103	1944
32	63	658	1935	1398	1937	103	1973
33	65	649	1961	1380	1968	99	1959
34	67	649	1968	1359	1965	99	1965
35	69	645	1977	1355	1960	95	1949
36	71	641	1960	1342	1977	95	1954
37	73	632	1965	1329	1946	90	1934
38	75	632	1976	1264	1949	90	1943
39	76	619	1978	1260	1944	90	1972
40	78	606	1946	1238	1976	86	1938
41	80	606	1969	1217	1954	86	1961
42	82	598	1944	1187	1935	82	1971
43	84	589	1949	1183	1969	77	1939
44	86	572	1954	1157	1978	73	1946
45	88	542	1943	1152	1943	73	1956
46	90	542	1966	1122	1966	73	1979
47	92	533	1959	1118	1959	69	1963
48	94	507	1974	1075	1971	65	1947
49	96	503	1971	1045	1947	60	1953
50	98	482	1947	1019	1974	60	1958

Продолжение приложения Б

Таблица Б.3 – Результаты расчёта режимов работы станции

Режим работы по водотоку												
Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Qбыт, м <sup>3</sup> /с	26	13	11	90	1376	1419	1208	800	808	430	151	52
Qсум.п., м <sup>3</sup> /с	17	11	6	6	30	47	45	41	41	37	18	17
Qп.б., м <sup>3</sup> /с	9	2	5	84	1346	1372	1163	759	767	393	133	35
Zвб, м	290	290	290	290	290	290	290	290	290	290	290	290
Zнб, м	228	228	228	228	232	232	232	231	231	230	229	228
H, м	61	61	61	61	57	57	58	59	59	60	61	61
Nбыт, МВт	5	1	3	45	679	692	591	393	397	207	71	19
Режим работы по ВХК												
Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Qвхк, м <sup>3</sup> /с	379	379	379	379	379	379	379	379	379	379	379	379
Zвб, м	290	290	290	290	290	290	290	290	290	290	290	290
Zнб, м	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230
H, м	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Nвхк, МВт	197	197	198	198	198	198	198	198	198	197	197	197
Э, млн.кВт·ч	4,72	4,72	4,74	4,74	4,74	4,74	4,74	4,74	4,74	4,74	4,72	4,72

Продолжение приложения Б

Таблица Б.4 – Сработка – наполнение водохранилища маловодного года

Месяц	Qбыт, м³/с	Qл, м³/с	Qисп, м³/с	Qф, м³/с	Qрыб, м³/с	Qп.б, м³/с	Qнб, м³/с	Qвдхр, м³/с	Q х.с, м³/с	Qвхк, м³/с
11	151	11	2	5	0	133	611	472	0	380
12	52	11	1	5	0	35	741	701	0	380
1	26	11	0	5	0	9	794	779	0	380
2	13	5	0	5	0	2	754	747	0	380
3	11	0	0	5	0	5	539	528	0	380
4	90	-27	1	5	27	84	385	296	0	380
5	1376	-16	14	5	27	1346	385	-965	0	380
6	1419	0	14	5	27	1372	385	-993	0	380
7	1208	0	12	5	27	1163	385	-784	0	380
8	800	0	8	5	27	759	385	-380	0	380
9	808	0	8	5	27	767	385	-388	0	380
10	430	0	4	5	27	393	386	-13	0	380
Сумма								0		

Окончание таблицы Б.4

Месяц	Qгэс, м³/с	V нач, км³	dV, км³	Vкон, км³	Zвб,нач, м	Zвб,кон, м	Zвб,ср, м	Zнб, м	H, м	N гэс, МВт	Э,млн. кВт·ч	Nгар, МВт
11	606	14	1,23	12,77	290	288,63	289,31	230,61	58,13	310	223	310
12	736	12,77	1,82	10,95	288,63	285,88	287,25	231,04	55,64	360	259,4	360
1	789	10,95	2,03	8,92	285,88	281,49	283,68	231,21	51,9	360	259,4	360
2	749	8,92	1,94	6,98	281,49	275,93	278,71	231,08	47,06	310	223,2	310
3	534	6,98	1,37	5,61	275,93	271,25	273,59	230,36	42,66	200	144,3	200
4	380	5,61	0,77	4,84	271,25	268,34	269,79	229,78	39,45	132	94,9	ВХК
5	381	4,84	-2,51	7,35	268,34	277,07	272,71	229,78	42,35	142	102,2	ВХК
6	379	7,35	-2,58	9,93	277,07	283,85	280,46	229,77	50,12	167	120,4	ВХК
7	379	9,93	-2,04	11,97	283,85	287,54	285,7	229,77	55,35	185	133,1	ВХК
8	379	11,97	-0,99	12,96	287,54	288,85	288,2	229,78	57,85	193	139,1	ВХК
9	379	12,96	-1,01	13,97	288,85	289,96	289,41	229,77	59,06	197	142	ВХК
10	380	13,97	-0,03	14	289,96	290	289,98	229,78	59,63	200	143,6	ВХК

Продолжение приложения Б

Таблица Б.5 – Сработка – наполнение водохранилища средневодного года (1 способ)

Месяц	Qб, м³/с	Qл, м³/с	Qисп, м³/с	Qф, м³/с	Qрыб, м³/с	Qп.б, м³/с	Qнб, м³/с	Qвдхр, м³/с	Q х.с, м³/с	Qвхк, м³/с
11	151	15	2	7	0	127	614	480	0	380
12	52	15	1	7	0	29	743	707	0	380
1	39	15	0	7	0	17	797	773	0	380
2	22	7	0	7	0	7	756	742	0	380
3	13	0	0	7	0	6	541	528	0	380
4	262	-37	3	7	37	252	553	294	0	380
5	2597	-22	26	7	37	2549	356	-2200	0	380
6	1625	0	16	7	37	1565	872	-700	0	380
7	1703	0	17	7	37	1642	1025	-624	0	380
8	933	0	9	7	37	880	887	0	0	380
9	933	0	9	7	36,5	880	887	0	0	380
10	430	0	4	7	36,5	382	389	0	0	380
Сум.								0		

Окончание таблицы Б.5

Месяц	Qгэс, м³/с	V нач, км³	dV, км³	Vкон, км³	Zвб,нач, м	Zвб,кон, м	Zвб,ср, м	Zнб, м	H, м	N гэс, МВт	Э,млн. кВт·ч	Nгар, МВт
11	607	14	1,2	13	290	288,6	289,3	230,62	58,11	310	223,48	310
12	736	13	1,8	11	288,6	285,81	287,21	231,05	55,59	360	259,23	360
1	790,01	11	2	9	285,81	281,44	283,62	231,22	51,84	360	259,47	360
2	749,48	9	1,9	7	281,44	275,9	278,67	231,09	47,01	310	223,23	310
3	533,87	7	1,4	6	275,9	271,22	273,56	230,37	42,63	200	144,19	200
4	546,38	6	0,8	5	271,22	268,33	269,77	230,41	38,79	187	134,3	
5	349,43	5	-5,7	11	268,33	285,14	276,74	229,66	46,51	143	102,96	
6	865,25	11	-1,8	12	285,14	288,12	286,63	231,44	54,62	416	299,41	
7	1018,5	12	-1,6	14	288,12	290	289,06	231,88	56,6	507	365,27	
8	880,17	14	0	14	290	290	290	231,49	57,94	449	323,11	
9	880,17	14	0	14	290	290	290	231,49	57,94	449	323,11	
10	382,2	14	0	14	290	290	290	229,79	59,64	201	144,42	
Сумма											2802,2	

## Окончание приложения Б

Таблица Б.6 – Сработка – наполнение водохранилища средневодного года (2 способ)

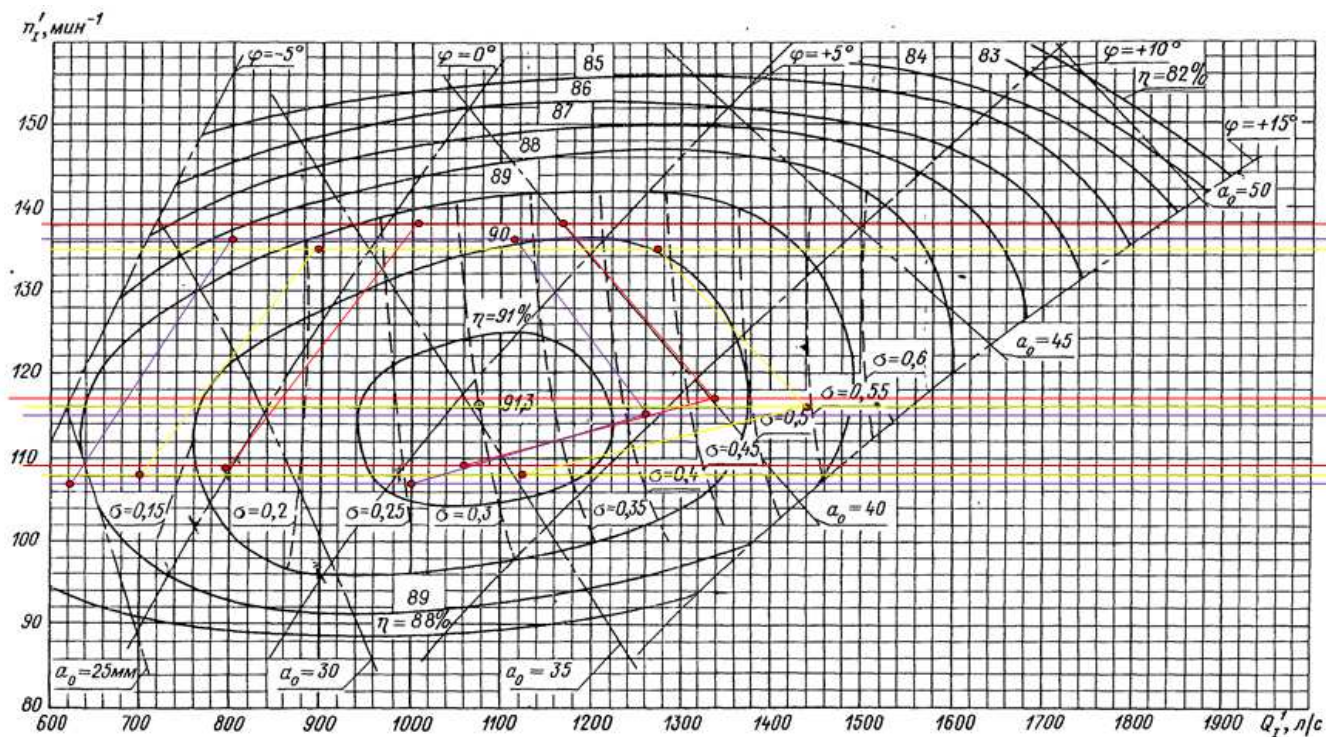
Месяц	Qб, м³/с	Qл, м³/с	Qисп, м³/с	Qф, м³/с	Qрыб, м³/с	Qп.б, м³/с	Qнб, м³/с	Qвдхр, м³/с	Q х.с, м³/с	Qвхк, м³/с
11	151	10,84	0,39	5,42	0	134,35	633	493	0	380
12	52	5,42	0,22	5,42	0	40,94	763	717	0	380
1	39	0	0,13	5,42	0	33,45	820	781	0	380
2	22	-27,1	2,62	5,42	27,1	13,96	785	766	0	380
3	13	-16,3	25,97	5,42	27,1	-29,23	576	600	0	380
4	262	0	16,25	5,42	27,1	213,23	386	167	0	380
5	2597	0	17,03	5,42	27,1	2547,5	1153	-1400	0	380
6	1625	0	9,33	5,42	27,1	1583,2	939	-650	0	380
7	1703	0	9,33	5,42	27,1	1661,2	967	-700	0	380
8	933	0	4,3	5,42	27,1	896,18	461	-441	0	380
9	933	10,84	1,51	5,42	0	915,23	621	-300	0	380
10	430	10,84	0,52	5,42	0	413,22	386	-33	0	380
Сум.								0		

Окончание таблицы Б.6

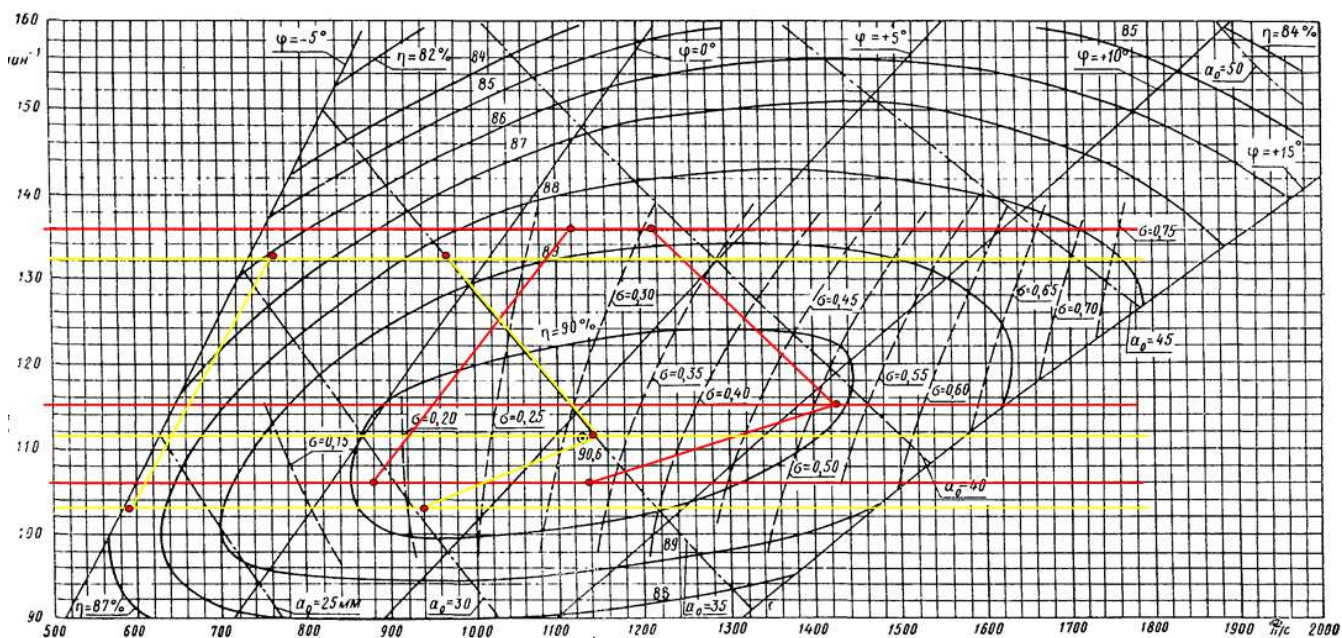
Месяц	Qгэс, м³/с	V нач, км³	dV, км³	Vкон, км³	Zвв,нач, м	Zвв,кон, м	Zвв,ср, м	Zнб, м	H, м	N гэс, МВт	Э,млн. кВт·ч	Nгар, МВт
11	627,35	14	1,28	12,72	290	288,56	289,28	230,69	58,02	320,33	230,64	320
12	757,94	12,72	1,86	10,85	288,56	285,70	287,13	231,11	55,45	369,84	266,28	370
1	814,45	10,85	2,03	8,82	285,70	281,23	283,47	231,29	51,61	369,89	266,32	370
2	779,96	8,82	1,99	6,83	281,23	275,44	278,34	231,18	46,59	319,75	230,22	320
3	570,77	6,83	1,56	5,27	275,44	270,00	272,72	230,49	41,66	209,25	150,66	209
4	380,23	5,27	0,43	4,84	270,00	268,33	269,16	229,78	38,81	129,87	93,51	
5	1147,5	4,84	-3,64	8,48	268,33	280,32	274,32	232,22	41,53	419,35	301,94	
6	933,15	8,48	-1,69	10,17	280,32	284,36	282,34	231,64	50,13	411,66	296,40	
7	961,15	10,17	-1,82	11,99	284,36	287,57	285,96	231,72	53,68	453,99	326,88	
8	455,18	11,99	-1,15	13,13	287,57	289,06	288,32	230,07	57,68	231,03	166,34	
9	615,23	13,13	-0,78	13,91	289,06	289,91	289,49	230,65	58,27	315,48	227,14	
10	380,22	13,91	-0,09	14,00	289,91	290,00	289,95	229,78	59,61	199,44	143,60	
Сумма											2699,9	

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Основное и вспомогательное оборудование



Красный - ПЛ60-В-400, жёлтый - ПЛ60-В-425, фиолетовый - ПЛ60-В-450  
Рисунок В.1 – Универсальная характеристика гидротурбины ПЛ-60



Красный - ПЛД60-В60°-425, жёлтый - ПЛД60-В60°-600  
Рисунок В.2 – Универсальная характеристика гидротурбины ПЛД60-В60°

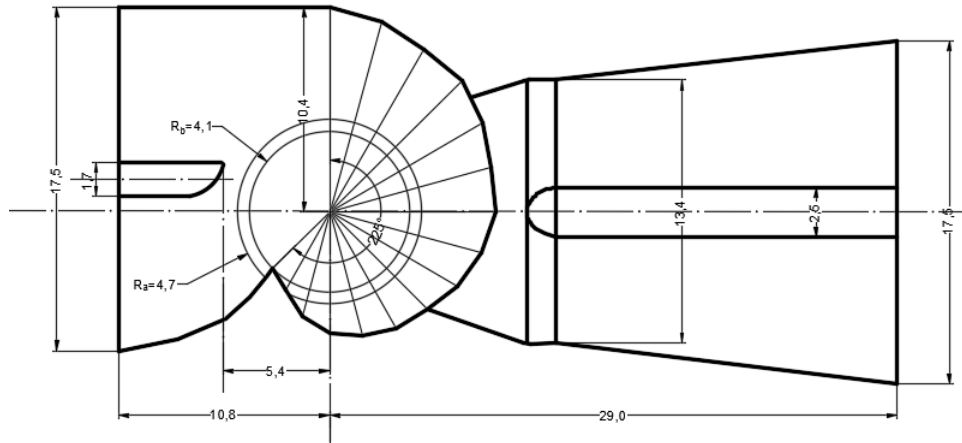


Рисунок В.3 – Спиральная камера вид сверху

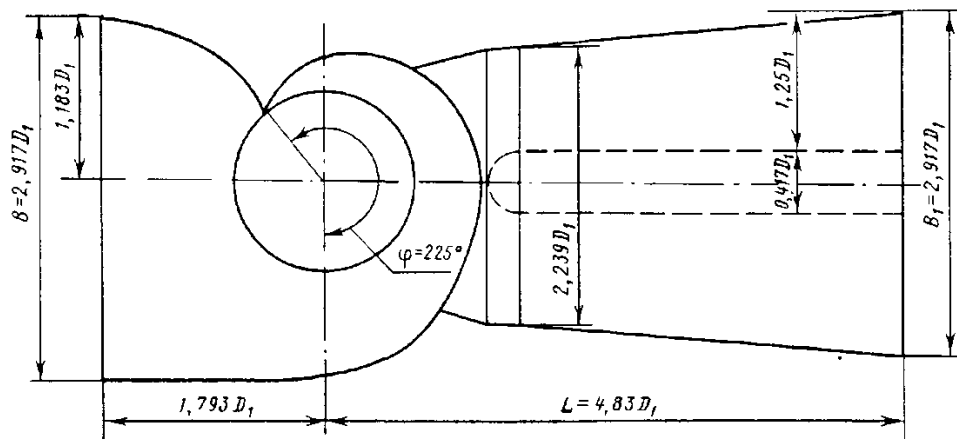
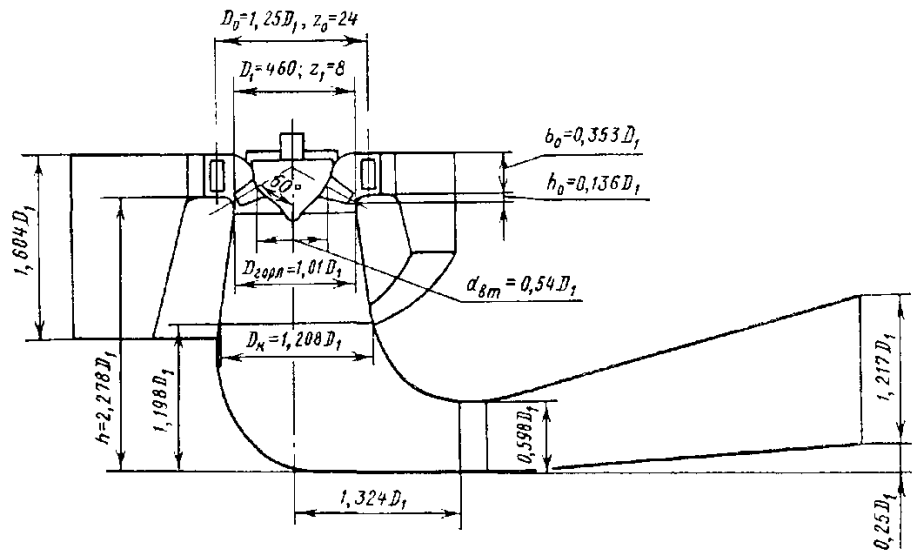


Рисунок В.4 – Проточная часть модели гидротурбины ПЛД60-В60°

## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

### Релейная защита

Таблица Г.1 – Матрица отключений

Действие		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение МШВ	Отключение В-220 и В-ТСН	Предупредительный сигнал	
Защиты									
Наименование	Обозначение								
Диф. Защита продольная	ИΔГ	+	+	+	+				
ЗЗГ	U <sub>0</sub>	t <sub>1</sub>						+	
		t <sub>3</sub>	+	+	+				
	U <sub>03</sub>	t	+	+	+				
ЗПН	U >	1 ступень t <sub>1</sub>	+	+					
		2 ступень t <sub>2</sub>	+	+					
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I <sub>2</sub>	СО						+	
		ИО		+	+				
		ОТС I	t <sub>1</sub>				+		
			t <sub>2</sub>					+	
		t <sub>3</sub>	+	+					
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I <sub>1</sub>	СО						+	
		ИО		+	+				
		ОТС	t <sub>1</sub>				+		
			t <sub>2</sub>					+	
		t <sub>3</sub>	+	+					
ДЗ	Z <	1 ступень	t <sub>1</sub>				+		
			t <sub>2</sub>	+	+	+			
		2 ступень	t <sub>1</sub>				+		
			t <sub>2</sub>					+	
			t <sub>3</sub>	+	+				
Защита ротора от перегрузки	I <sub>p</sub>	СО						+	
		ИО		+	+				
		Отсечка		+	+				



Окончание приложения Г

Таблица Г.2 – Уставки срабатывания защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{CP.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,731 А	
		Коэффициент торможения, $K_T$	0,3	-	
		Уставка начального торможения, $I_{HT}$	$0,5 \cdot I_H$	2,435 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	7,305	
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$	$U_{01G}$	-	5 В
		$t_3$	$U_{0G}$	-	15 В
	$U_{03}$	Коэффициент торможения, $K_T$	1,1	-	
ЗПН	$U >$	2 ступень	$U_{CP2}$	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	$U_{CP1}$	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,341 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,731А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$0,184 \cdot I_H$	0,896 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	5,211 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	5,357 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,43 \cdot I_H$	6,963 А
	$U$	ПУСК	$U_{CP}$	-	66,02 В
ДЗ	$Z <$	1 ступень	$Z_I$	0,06	0,08 Ом
		2 ступень	$Z_{II}$	0,345	0,47 Ом
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО	$I_{P СИГН.}$	$1,07 \cdot I_{НОМ.Р}$	5,243А
		ПО	$I_{P ПУСК.}$	$1,1 \cdot I_{НОМ.Р}$	5,39А
		Отсечка	$I_{P ПУСК.}$	$2,14 \cdot I_{НОМ.Р}$	10,486А

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

« 03 » 07 2020 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ АМУРСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ЗЕЯ. ОЦЕНКА  
ПОТЕРЬ ВОДЫ НА ГИДРОУЗЛАХ И МЕТОДЫ ИХ СНИЖЕНИЯ**

Руководитель  03.07.2020  
подпись, дата

Доцент кафедры ГГЭЭС

СШФ СФУ

должность, ученая степень

В.И. Татарников  
инициалы, фамилия

Выпускник  03.07.2020  
подпись, дата

К.Л. Потехина  
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки 2020

Продолжение титульного листа выпускной бакалаврской работы по теме «Проектирование Амурской ГЭС на реке Зея. Оценка потерь воды на гидроузлах и методы их снижения».

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчёты

Зайко 28.06.20  
подпись, дата

В.В. Зайцева  
инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

Иванов 07.07  
подпись, дата

И.В. Иванова  
инициалы, фамилия

Электрическая часть

Александр  
подпись, дата

А.А. Александр  
инициалы, фамилия

Устройства РЗА

Иванов  
подпись, дата

И.В. Иванов  
инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

Ульянов 01.07.20  
подпись, дата

И.И. Ульянов  
инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная Безопасность.  
Охрана Окружающей среды

Иванов 01.07.20  
подпись, дата

И.И. Иванов  
инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

Иванов 01.07.20  
подпись, дата

И.И. Иванов  
инициалы, фамилия

Нормоконтролер

Иванов 02.07.20  
подпись, дата

И.И. Иванов  
инициалы, фамилия