

Министерство науки и высшего образования РФ  
Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
**«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**  
Саяно–Шушенский филиал

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанции, электроэнергетических систем и электрических сетей

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ А.А. Ачитаев  
подпись                      инициалы, фамилия  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2022 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ УСЬКА-ОРОЧСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ТУМНИН.  
АВТОМАТИЧЕСКОЕ ПОВТОРНОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ.**

Руководитель \_\_\_\_\_ Канд.тех.наук, доцент кафедры Л.С.Мышкина  
подпись, дата ГГЭЭС Саяно-Шушенского инициалы, фамилия  
филиала СФУ  
Ученая степень, ученое звание, должность,  
место работы

Выпускник \_\_\_\_\_ В.Ю.Мадистов  
подпись, дата инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2022

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Уська-Орочской ГЭС на реке Тумнин. Автоматическое повторное включение»

Консультанты по  
разделам:

Водно–энергетические расчёты

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное  
оборудование

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Электрическая часть

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Технико–экономическое обоснование

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

## СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ УСЬКА-ОРОЧСКОЙ ГЭС.....	7
ВВЕДЕНИЕ.....	9
1 Общая часть.....	10
1.1 Природные условия.....	10
1.1.1 Климатические данные.....	10
1.1.2 Гидрологические данные.....	10
1.1.3 Инженерно-геологические условия.....	12
1.2 Энергоэкономическая характеристика района.....	12
2 Водно-энергетические расчеты.....	13
2.1 Исходные данные для расчета.....	13
2.2 Определение расходов маловодного и средневодного года в заданном створе.....	13
2.2.1 Выбор расчетного средневодного (P=50%) и маловодного года.....	16
2.3 Выбор установленной мощности на основе водно-энергетических расчетов.....	18
2.3.1 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы и интегральных кривых нагрузки (ИКН).....	18
2.3.2 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы.....	21
2.3.3 Перераспределение стока с полноводного периода на зимний период.....	23
2.3.4 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС в маловодном году.....	25
2.4 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов.....	25
2.5 Водно-энергетический расчет (ВЭР) режима работы ГЭС в средневодном году.....	27
2.6 Построение режимного поля.....	27
3 Основное и вспомогательное оборудование.....	29
3.1 Выбор числа и типа гидроагрегатов.....	29
3.2 Определение отметки расположения рабочего колеса гидротурбины.....	32
3.3 Гидромеханический расчет и построение плана бетонной спиральной камеры.....	33
3.4 Выбор серийного типа генератора.....	37
3.5 Расчет вала и подшипников гидротурбины.....	38
3.6 Выбор маслонапорной установки.....	40

3.7	Выбор электрогидравлического регулятора .....	40
4	Электрическая часть гидроэлектростанции .....	41
4.1	Выбор главной схемы электрических соединений.....	41
4.2	Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС.....	41
4.2.1	Выбор синхронных генераторов .....	41
4.2.2	Выбор повышающих трансформаторов для схем с одиночным блоком .....	41
4.2.3	Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком .....	43
4.2.4	Выбор трансформаторов собственных нужд .....	44
4.3	Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения и марки проводов воздушных линий .....	45
4.4	Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчета.....	46
4.5	Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения .....	47
4.6	Расчет токов трехфазного и однофазного замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin.....	48
4.6.1	Расчет исходных данных.....	48
4.6.2	Внесение исходных данных в программный комплекс и расчет токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin».....	49
4.7	Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режима .....	50
4.8	Выбор выключателей и разъединителей .....	51
4.9	Выбор трансформаторов тока и напряжения .....	52
4.10	Выбор параметров КРУЭ .....	53
4.10.1	Выбор трансформаторов тока.....	53
5	Устройства релейной защиты и автоматики .....	54
5.1	Перечень защит основного оборудования.....	54
5.2	Расчет номинальных токов .....	55
5.3	Описание защит и расчет их уставок .....	57
5.3.1	Расчёт уставок МТЗ и ТО преобразовательного трансформатора .....	57
5.3.2	Продольная дифференциальная защита (IΔG).....	61
5.3.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (Un (Uo)).....	66
5.3.3	Защита от повышения напряжения (U1>), (U2>) .....	68

5.3.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ ) .....	69
5.3.5	Защита от симметричных перегрузок ( $I_1$ ) .....	75
5.3.6	Дистанционная защита генератора $Z_1 <, Z_2 <$ .....	78
5.3.7	Защита от перегрузки обмотки ротора .....	82
5.4	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор .....	85
5.5	Таблица уставок и матрица отключений защит .....	85
6	Компоновка и сооружения гидроузла .....	86
6.1	Компоновка гидроузла .....	86
6.2	Проектирование сооружений напорного фронта .....	86
6.2.1	Определение отметки гребня глухой грунтовой плотины .....	86
6.3	Гидравлические расчеты .....	89
6.3.1	Определение ширины водосливного фронта .....	89
6.3.2	Определение отметки гребня водослива .....	90
6.3.3	Построение оголовка профиля водосливной грани .....	91
6.3.4	Проверка на пропуск поверочного расхода при отметке ФПУ .....	92
6.3.5	Пропуск расходов через донный водосброс .....	93
6.3.6	Расчет водобойной плиты .....	94
6.3.7	Расчет второй водобойной стенки .....	95
6.4	Конструирование плотины .....	98
6.4.1	Определение ширины подошвы плотины .....	98
6.4.2	Разрезка бетонной плотины швами .....	99
6.4.3	Быки .....	99
6.4.4	Устои .....	99
6.4.5	Дренаж тела бетонных плотин .....	99
6.4.6	Галереи в теле плотины .....	100
6.4.7	Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины .....	100
6.5	Определение основных нагрузок на плотину .....	102
6.5.1	Вес сооружения и затворов .....	102
6.5.2	Сила гидростатического давления воды .....	103
6.5.3	Равнодействующая взвешивающего давления .....	103
6.5.4	Сила фильтрационного давления .....	103
6.5.5	Давление грунта .....	104

6.5.6	Волновое давление .....	105
6.5.7	Оценка прочности плотины .....	106
6.5.8	Критерии прочности плотины .....	108
6.6	Расчёт устойчивости плотины .....	109
7	Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Уська-Орочского гидроузла. Охрана труда и противопожарная безопасность.....	111
7.1	Общие сведения о районе строительства .....	111
7.2	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	112
7.3	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища .....	114
7.4	Отходы, образующиеся при строительстве.....	115
7.5	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации .....	116
7.6	Пожарная безопасность .....	117
7.7	Требования по охране труда и технике безопасности .....	119
8	Технико-Экономические показатели .....	121
8.1	Оценка объёмов реализации электроэнергии .....	121
8.2	Текущие расходы по гидроузлу.....	121
8.3	Налоговые расходы .....	124
8.4	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности ..	125
8.5	Оценка инвестиционного проекта.....	126
8.5.1	Методология, исходные данные .....	126
8.5.2	Коммерческая эффективность .....	127
8.5.3	Бюджетная эффективность .....	128
8.6	Анализ чувствительности.....	128
9	Автоматическое повторное включение .....	131
9.1	Назначение АПВ .....	131
9.2	Классификация АПВ.....	133
9.3	Технические требования предъявляемые к АПВ .....	135
9.4	Принцип работы АПВ .....	136
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	138
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	140
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Анализ исходных данных.....	143
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б Водно-энергетические расчеты .....	146
	ПРИЛОЖЕНИЕ В Основное и вспомогательное оборудование ГЭС.....	151
	ПРИЛОЖЕНИЕ Г Релейная защита и автоматика .....	154
	ПРИЛОЖЕНИЕ Д Компановка гидроузла .....	156

## СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ УСЬКА-ОРОЧСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки.....Тумнин.
2. Местонахождение реки.....Хабаровский Край.
3. Тип проектируемой установки.....ГЭС.
4. Характерные расходы воды:
  - а) среднемноголетний.....204 м<sup>3</sup>/с;
  - б) максимальный с обеспеченностью: 3%.....2298 м<sup>3</sup>/с;  
0,1%.....3099 м<sup>3</sup>/с;
  - г) минимальный.....35 м<sup>3</sup>/с.
5. Параметры водохранилища:
  - а) характер регулирования стока.....Годичный;
  - б) отметки: НПУ.....186,00 м;  
ФПУ.....186,74 м;  
УМО.....180,28 м;
  - в) объемы: полный.....6,75 км<sup>3</sup>;  
полезный.....1,75 км<sup>3</sup>.
6. Напоры ГЭС:
  - а) максимальный.....39,20 м;
  - б) расчетный.....36,10 м;
  - в) минимальный.....32,74 м.
7. Энергетические характеристики:
  - а) мощность: установленная.....136 МВт;  
гарантированная.....107 МВт;
  - б) среднемноголетняя выработка энергии.....500 млн. кВт·ч.
8. Размеры плотины (обща длина):
  - а) правобережная грунтовая.....373,2 м;
  - б) левобережная бетонная.....109,4 м;
  - в) водосливная.....125,0 м;
  - г) станционная.....45,0 м.
9. Водосбросные сооружения:
  - 9.1 Поверхностный водосброс:
    - а) число и размер отверстий.....4x16;
    - б) общая длина.....64 м;
    - в) максимальная высота.....49,55 м.
  - 9.2 Донный водосброс:  
число и размер отверстий.....2 отверстия 3x4 м;
10. Здание ГЭС:
  - а) тип здания.....руслевой;
  - б) число агрегатов.....2 шт;
  - в) грунты в основании.....гранит;
  - г) тип спиральной камеры.....бетонная трапецеидальная;
  - д) тип отсасывающей трубы.....изогнутая.
11. Основное оборудование:

- а) тип турбины.....ПЛ40а-В-530;
- б) тип генератора..... СВ-808/130-40У4;
- в) мощность генератора.....64,7 МВт;
- г) частота вращения.....150 об/мин;
- д) тип трансформатора.....ТДЦ–100000/220-У1.

12. Техничко-экономические показатели:

- а) себестоимость энергии.....0,39 руб./кВт·час;
- б) удельные капиталовложения.....78286,8 руб./кВт;
- в) показатели эффективности: НПВ.....706,84 млн. руб.;
- ИП.....1,15;
- Срок окупаемости.....10 лет 1 месяц.



## ВВЕДЕНИЕ

С каждым годом потребление электроэнергии увеличивается, это увеличение связано с ростом числа промышленных предприятий. Гидроэлектростанции используют энергию речного потока, которая является возобновляемым источником энергии с низкой себестоимостью. ГЭС имеют большой КПД, по сравнению с другими типами электростанций, являются экологически безопасными генерирующими станциями. Гидроэлектростанции являются участниками регулирования частоты в энергосистеме, так как процесс включения генерирующего оборудования происходит за несколько минут,

В районе строительства Уська–Орочской ГЭС располагается большое количество промышленных предприятий, предприятий, занимающихся золотодобычей, лесоперерабатывающие заводы, судоремонтный завод, завод железобетонных изделий. Все перечисленные предприятия рассматриваются как потенциальные потребители электроэнергии от Уська–Орочской ГЭС. Так же в районе строительства планируется увеличение числа золотодобывающих предприятий, так как Хабаровский Край богат данным ископаемым ресурсом.

Строительство Уська–Орочской ГЭС позволит облегчить энергоснабжение, так как предприятия находятся на достаточно большом расстоянии от ближайшей электростанции.

Целью 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.

## 1 Общая часть

### 1.1 Природные условия

#### 1.1.1 Климатические данные

Климат в районе строительства гидроузла: умеренный муссонный климат с резкими суточными перепадами температуры. Короткая сухая и тёплая осень сменяется достаточно снежной зимой: устойчивые отрицательные температуры в течение суток держатся с середины ноября по середину февраля. Первая половина зимы характерна незначительным количеством осадков, но регулярными, и весьма сильными ветрами с материка. Весна наступает по сезону, но тянется долго – вплоть до первых чисел мая тёплые солнечные дни регулярно чередуются снежными зарядами, порою довольно сильными. Лето наступает достаточно поздно, и летом неделями возможна пасмурная погода и затяжные дожди. Климатическое лето (среднесуточная температура выше +15) наступает в июле/августе (или может не наступить вообще).

#### 1.1.2 Гидрологические данные

Уська–Орочский гидроузел расположен в Хабаровском крае на реке Тумнин в 82 км выше по течению от поселка Уська–Орочская.

Исток р.Тумнин находится на северном макросклоне хребта Сихотэ-Алинь у посёлка Октябрьский Ванинского района Хабаровского края. Длина реки 364 км. Средний расход воды 204 м<sup>3</sup>/с. В створе проектируемой Уська–Орочской ГЭС водосборная площадь представляет довольно горную местность, верхняя, восточная часть которой достигает высоты 472 м. Площадь водосборного бассейна составляет 22 400 км<sup>2</sup>. Ширина реки до 130 м, глубина до 12 м.

Водный режим реки характеризуется непродолжительным весенним половодьем и летними дождевыми паводками. Ледостав с ноября по апрель.

Ряд наблюдений со среднемесячными расходами за рекой Тумнин в период с 1896 года по 1996 год представлен в приложении А, таблица А.1.

Максимальные расчетные расходы при различных обеспеченностях представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Максимальные расчетные расходы при различных обеспеченностях

Обеспеченность Р, %	0,1	0,5	1	3
Расход Q, м <sup>3</sup> /с	3099	2543	2298	1902

Координаты летней и зимней кривой связи нижнего бьефа представлены в таблице 1.2 и рисунке 1.1.

Таблица 1.2 - Координаты летней и зимней кривой связи нижнего бьефа

Zнб, м	Q, м³/с лета	Q, м³/с зимы
146	0	0
147,75	400	340
148,4	600	510
148,9	800	680
149,6	1200	1020
149,9	1400	1190
150,2	1600	1360
150,7	2000	1700
150,95	2200	1870
151,2	2400	2040
151,6	2800	2380
151,8	3000	2550
151,95	3200	2720

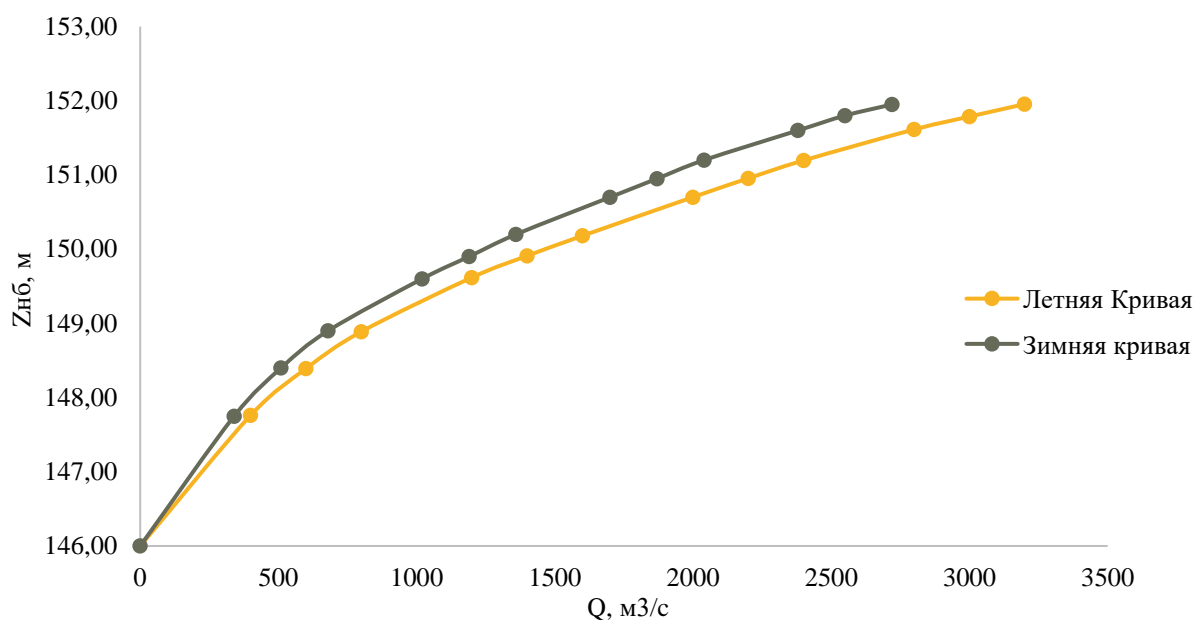


Рисунок 1.1 – Летняя и зимняя кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа

Координаты кривой связи верхнего бьефа представлены в таблице 1.3 и рисунке 1.2.

Таблица 1.3 – Координаты кривой связи верхнего бьефа

Zвб, м	518,00	535,00	546,00	552,00	555,90	558,00	559,00
V, км³	0,00	2,93	5,86	8,79	13,19	17,00	20,51

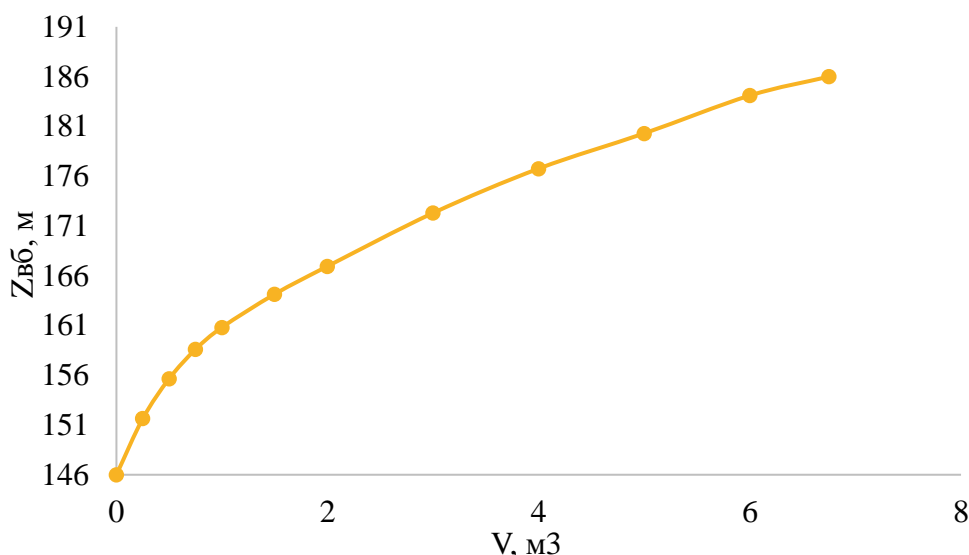


Рисунок 1.2 – Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа

### 1.1.3 Инженерно-геологические условия

Проектируемый створ Уська–Орочской ГЭС расположен на прочном скальном основании, порода основания–гранит.

Грунт имеет следующие характеристики:

- Угол внутреннего трения скального грунта  $\varphi_{гр} = 36,5^\circ$ ;
- Удельный вес сухого грунта  $\gamma_{гр} = 25,5 \text{ кН/м}^3$ ;
- Пористость скалы  $n_0 = 0,005$ ;
- Сцепление грунта  $c = 42,5 \text{ кН/м}^2$ .

Уська–Орочская ГЭС расположена в зоне с ожидаемой сейсмичностью около 8 баллов.

## 1.2 Энергоэкономическая характеристика района

Уська–Орочская ГЭС находится в АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Хабаровского края» (Хабаровское РДУ), входит в ОЭС Востока.

В зоне Хабаровского РДУ находятся объекты генерации суммарной установленной электрической мощностью 2168,7 МВт.

Наиболее крупными из них являются:

- Амурская ТЭЦ–1;
- Комсомольская ТЭЦ–2;
- Хабаровская ТЭЦ–1.

Для сглаживания пиков нагрузки необходимо строительство Уська–Орочской ГЭС.

## 2 Водно-энергетические расчеты

### 2.1 Исходные данные для расчета

- Отметка НПУ = 186 м;
- Отметка дна = 146 м;
- Годовой максимум нагрузки энергосистемы 800 МВт;
- Резервы: нагрузочный резерв системы 3%, аварийный резерв системы 10%;
- Зимний коэффициент  $K_z = 0,85$ ;
- Коэффициент мощности  $K_N = 8,5$ ;
- Установленная мощность существующей ГЭС  $N = 2010$  МВт,  $\mathcal{E} = 7100$  млн кВт · ч;
- Требования участников водохозяйственного комплекса (ВХК) и потери воды представлены в таблице 2.1 и 2.2;
- Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа, а также кривые связи объема водохранилища и уровней верхнего бьефа представлены в 1п, в таблицах 1.2 и 1.3, рисунок 1.1 и 1.2.

Таблица 2.1 – Потери воды

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{испар}}, \text{ м}^3/\text{с}$	0	0	0	2	4	2	1	0	0	0	0	0
$Q_{\text{фильтр}}, \text{ м}^3/\text{с}$	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
$Q_{\text{льдобр}}, \text{ м}^3/\text{с}$	0	0	0	1	1	2	2	-3	-3	0	0	0
$Q_{\Sigma}, \text{ м}^3/\text{с}$	1	1	1	2	3	3	3	-1	0	5	3	2

Таблица 2.2 – Требования участников ВХК

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{ВХК}}, \text{ м}^3/\text{с}$	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
$Q_{\text{сан.попуск}}, \text{ м}^3/\text{с}$	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35

### 2.2 Определение расходов маловодного и средневодного года в заданном створе

Для последующей работы года разделяются на два основных периода: половодье (месяцы с IV по VII) и межень (месяцы с I по III и с VIII по XII). Далее вычисляются и ранжируются среднегодовые расходы в порядке убывания и вычисляется их обеспеченность.

Обеспеченность вычисляем по формуле:

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

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

$n$  – общее количество членов ряда.

Результаты заносим в таблицу 2.3.

Таблица 2.3 – Ранжированные значения среднегодовых, среднемежных и среднеполоводных расходов

<b>m</b>	<b>P, %</b>	<b>Q<sub>ср. год</sub></b>	<b>Годы</b>	<b>Q<sub>ср.месяц</sub></b>	<b>Годы</b>	<b>Q<sub>ср.полов.</sub></b>	<b>Годы</b>
1	1	434	1926	294	1949	1042	1926
2	2	429	1991	254	1992	966	1946
3	3	413	1946	227	1991	927	1978
4	4	384	1985	220	1985	862	1913
5	5	375	1978	190	1977	857	1902
6	6	359	1990	167	1970	849	1969
7	7	352	1970	162	1927	834	1991
8	8	347	1969	161	1907	813	1996
9	9	339	1996	156	1983	805	1990
10	10	332	1992	144	1989	750	1995
11	11	332	1989	142	1988	720	1970
12	12	331	1913	136	1990	719	1945
13	13	330	1949	136	1946	711	1985
14	14	326	1995	136	1942	708	1989
15	15	321	1988	133	1914	691	1956
16	16	311	1902	130	1926	680	1988
17	17	301	1947	126	1947	653	1947
18	18	291	1942	122	1968	643	1924
19	18	286	1945	118	1994	634	1971
20	19	280	1960	116	1960	621	1915
21	20	279	1977	115	1900	614	1993
22	21	278	1971	114	1995	608	1960
23	22	270	1984	109	1984	601	1942
24	23	267	1927	105	1929	599	1948
25	24	258	1993	104	1923	594	1912
26	25	258	1915	102	1996	592	1984
27	26	256	1956	101	1925	586	1928
28	27	255	1983	101	1971	575	1982
29	28	253	1982	99	1978	544	1899
30	29	248	1925	98	1930	543	1925
31	30	246	1914	96	1969	526	1940
32	31	246	1924	93	1982	526	1931
33	32	242	1907	90	1941	524	1921
34	33	237	1948	90	1934	516	1980
35	34	229	1931	82	1979	515	1908
36	35	227	1928	81	1931	509	1979
37	36	226	1912	80	1993	490	1919
38	37	224	1979	77	1972	489	1992
39	38	220	1941	77	1919	486	1972
40	39	215	1919	77	1915	482	1964

Продолжение таблицы 2.3

m	P, %	Оср. год	Годы	Оср.межень	Годы	Q ср.полов.	Годы
41	40	213	1972	74	1958	479	1965
42	41	213	1968	70	1945	479	1941
43	42	208	1994	69	1917	477	1927
44	43	207	1899	67	1961	472	1914
45	44	204	1908	66	1913	465	1962
46	45	202	1980	65	1981	458	1977
47	46	196	1921	64	1933	455	1983
48	47	196	1940	64	1966	453	1959
49	48	194	1961	63	1905	448	1961
50	49	191	1900	63	1954	435	1943
51	50	189	1965	61	1974	432	1955
52	51	187	1964	61	1918	431	1973
53	52	182	1943	56	1948	406	1907
54	53	180	1962	55	1943	405	1918
55	54	177	1959	52	1963	402	1949
56	55	176	1918	51	1896	395	1968
57	56	174	1973	50	1986	388	1994
58	57	174	1955	49	1936	367	1963
59	58	164	1917	49	1944	353	1917
60	59	157	1963	48	1928	351	1939
61	60	152	1905	48	1908	350	1903
62	61	151	1934	47	1924	348	1952
63	62	148	1944	46	1973	345	1944
64	63	147	1936	45	1955	342	1950
65	64	147	1986	45	1980	342	1936
66	65	145	1929	44	1965	342	1900
67	66	144	1952	44	1904	341	1986
68	67	143	1903	43	1975	331	1905
69	68	141	1974	43	1897	330	1897
70	69	140	1950	43	1912	322	1922
71	70	139	1897	42	1952	306	1987
72	71	138	1933	41	1976	301	1974
73	72	132	1939	40	1898	292	1957
74	73	132	1954	40	1903	292	1938
75	74	127	1922	39	1959	289	1916
76	75	126	1923	39	1964	286	1933
77	76	125	1987	39	1899	286	1904
78	77	125	1904	39	1950	277	1911
79	78	121	1916	38	1902	275	1906
80	79	120	1958	38	1956	274	1937
81	80	119	1938	38	1920	273	1934
82	81	116	1975	38	1910	270	1954
83	82	116	1930	38	1962	269	1909
84	83	115	1981	37	1909	262	1975
85	84	115	1909	37	1916	259	1976
86	85	114	1976	35	1967	258	1901
87	86	114	1966	35	1987	257	1932

### Окончание таблицы 2.3

m	P, %	Оср. год	Годы	Оср.межень	Годы	Q ср.полов.	Годы
88	87	113	1957	33	1938	254	1953
89	88	112	1937	33	1935	251	1935
90	89	110	1906	32	1951	249	1967
91	89	110	1911	32	1921	245	1910
92	90	107	1901	31	1901	241	1951
93	91	107	1910	31	1937	235	1920
94	92	106	1967	31	1953	234	1898
95	93	106	1953	31	1940	224	1929
96	94	105	1935	29	1922	215	1981
97	95	105	1898	27	1906	213	1966
98	96	104	1920	27	1932	213	1958
99	97	103	1932	26	1911	208	1896
100	98	103	1896	23	1957	172	1923
101	99	102	1951	22	1939	152	1930

Для расчетов в качестве маловодного принимается год с обеспеченностью 90%, средневодный с 50% обеспеченностью стока.

#### 2.2.1 Выбор расчетного средневодного (P=50%) и маловодного года

Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью.

За средневодный год с обеспеченностью  $P = 50\%$  принимаем 1965 год, за маловодный год расчетной обеспеченности  $P = 90\%$  принимаем 1901 год. Далее вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью.

По межени для 1965 года:

$$K_M = \frac{Q_{1974}}{Q_{1965}} = \frac{61}{44} = 1,39. \quad (2.2)$$

По половодью для 1965 года:

$$K_P = \frac{Q_{1955}}{Q_{1965}} = \frac{432}{479} = 0,9. \quad (2.3)$$

По межени для 1901 года:

$$K_M = \frac{Q_{1968}}{Q_{1982}} = \frac{31}{31} = 1. \quad (2.4)$$

По половодью для 1901 года:

$$K_P = \frac{Q_{1968}}{Q_{1982}} = \frac{241}{258} = 0,93. \quad (2.5)$$



Затем уточняем годовой сток, умножив среднемесячные расходы на вычисленные нами выше коэффициенты. При уточнении изменилось значение среднегодового расхода, его необходимо привести к исходному значению. Выполняется это путем изменения значения коэффициентов. В таблице 2.4 и 2.5 приведены исходные значения расходов, с приведением и с уточненным коэффициентом для 1901 и 1965 годов. Значения расходов приведены в метрах кубических в секунду.

Таблица 2.4 – Расчетный средневодный 1965 год (P=50%)

P=50%, год 1965													
Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q <sub>ср.год</sub>
Исходные	24	22	23	460	800	401	255	84	59	53	52	35	189
Приведен.	34	31	32	414	720	361	230	117	82	74	73	48	185
Скоррект.	40	41	47	414	720	361	230	120	87	80	79	51	189

Таблица 2.5 – Расчетный маловодный 1901 год (P=90%)

P=90%, год 1901													
Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q <sub>ср.год</sub>
Исходные	30	31	36	262	416	207	149	33	32	34	33	23	107
Приведен.	30	31	36	246	387	193	138	33	32	34	33	23	101
Скоррект.	39	39	46	244	387	193	138	42	42	43	42	30	107

Из таблиц 2.4 и 2.5 видно, что некоторые значения расходов маловодного года меньше значения расходов средневодного года, откуда следует, что необходимо провести корректировку, сохранив значения среднегодового расхода. Результаты привожу в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Расчетные маловодный и средневодный годы

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q <sub>ср.год</sub>
P=50%, год 1965	40	41	47	414	720	361	230	120	87	80	79	51	189
P=90%, год 1901	39	39	46	244	387	193	138	42	42	43	42	30	107

На рисунке 2.1 представлены гидрографы средневодного и маловодного годов, построенные по данным таблицы 2.6.

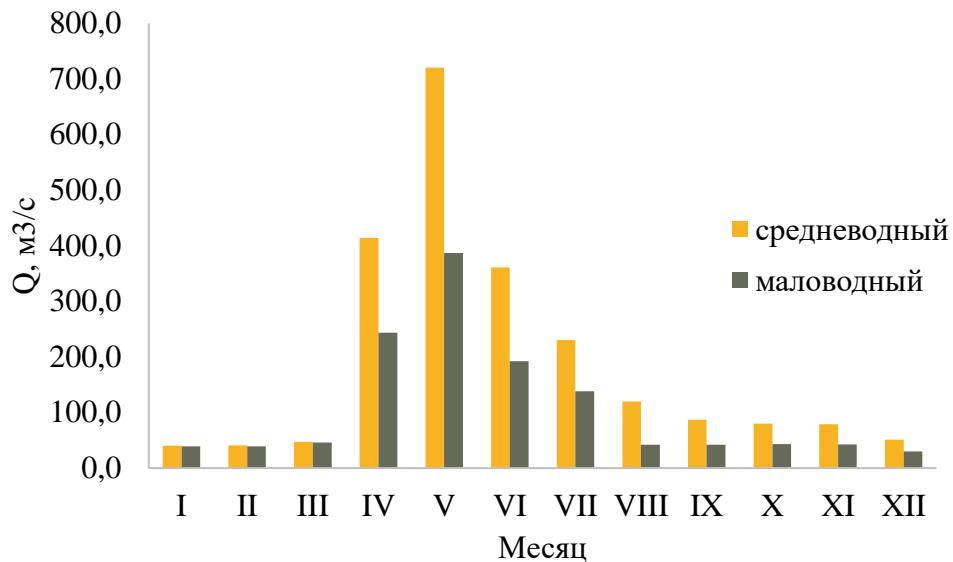


Рисунок 2.1 – Гидрографы маловодного года и средневодного года

## 2.3 Выбор установленной мощности на основе водно-энергетических расчетов

### 2.3.1 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы и интегральных кривых нагрузки (ИКН)

С сайта Системного оператора единой энергетической системы получаем необходимые данные для построения суточных графиков нагрузки за летний и зимний периоды энергосистемы. На рисунке 2.2 представлены суточные графики нагрузки Хабаровского РДУ в зимний и летний периоды

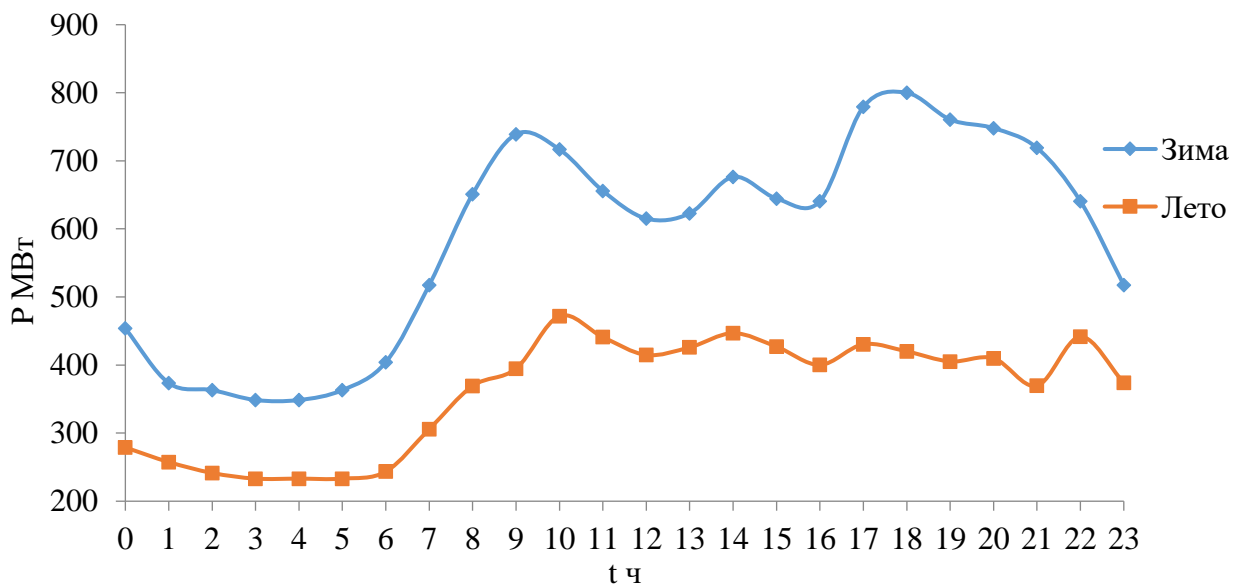


Рисунок 2.2 – Суточные графики нагрузки Хабаровского РДУ в зимний и летний периоды

Для построенных суточных графиков нагрузки строятся интегральных ИКН. Порядок построения ИКН указан в учебном пособии [2, стр. 22]. Результаты, а также координаты для построения ИКН показаны в таблице 2.7. На рисунках 2.3 и 2.4 приведены суточные графики нагрузки, совмещенные с ИКН для зимнего и летнего периода соответственно.

Таблица 2.7 – Данные для построения зимней и летней ИКН

t	Р <sub>ранж</sub> (зима), МВт	ΔР	ΔЭ	Р <sub>коорд</sub> , МВт	Э <sub>коорд</sub> , млн кВт·ч	Р <sub>ранж</sub> (лето), МВт	ΔР	ΔЭ	Р <sub>коорд</sub> , МВт	Э <sub>коорд</sub> , млн кВт·ч
1	800	21	0,021	21	0,021	472	25	0,025	25	0,025
2	779	19	0,037	39	0,058	447	5	0,010	30	0,036
3	761	13	0,038	52	0,096	442	1	0,002	31	0,037
4	748	9	0,035	61	0,131	441	11	0,042	42	0,080
5	739	20	0,101	81	0,232	430	3	0,017	45	0,097
6	719	2	0,013	83	0,245	427	1	0,006	46	0,103
7	717	40	0,283	124	0,528	426	6	0,042	52	0,144
8	676	21	0,164	144	0,693	420	5	0,042	57	0,186
9	656	5	0,042	149	0,734	415	5	0,045	62	0,231
10	651	7	0,066	155	0,800	410	5	0,047	67	0,277
11	645	4	0,043	159	0,843	405	5	0,055	72	0,332
12	641	0	0,001	159	0,844	400	5	0,065	77	0,397
13	641	18	0,230	177	1,074	395	21	0,270	98	0,667
14	623	8	0,109	185	1,183	374	5	0,063	102	0,730
15	615	98	1,464	282	2,646	370	0	0,003	103	0,733
16	518	0	0,000	282	2,646	369	64	1,016	166	1,750
17	518	64	1,081	346	3,728	306	27	0,457	193	2,207
18	454	50	0,897	396	4,625	279	21	0,386	214	2,593
19	404	31	0,581	426	5,205	258	14	0,265	228	2,858
20	374	10	0,208	437	5,413	244	2	0,042	231	2,900
21	363	0	0,000	437	5,413	241	8	0,174	239	3,074
22	363	15	0,320	451	5,734	233	0	0,000	239	3,074
23	349	0	0,000	451	5,734	233	0	0,000	239	3,074
24	349	349	8,367	800	14,101	233	233	5,596	472	8,670

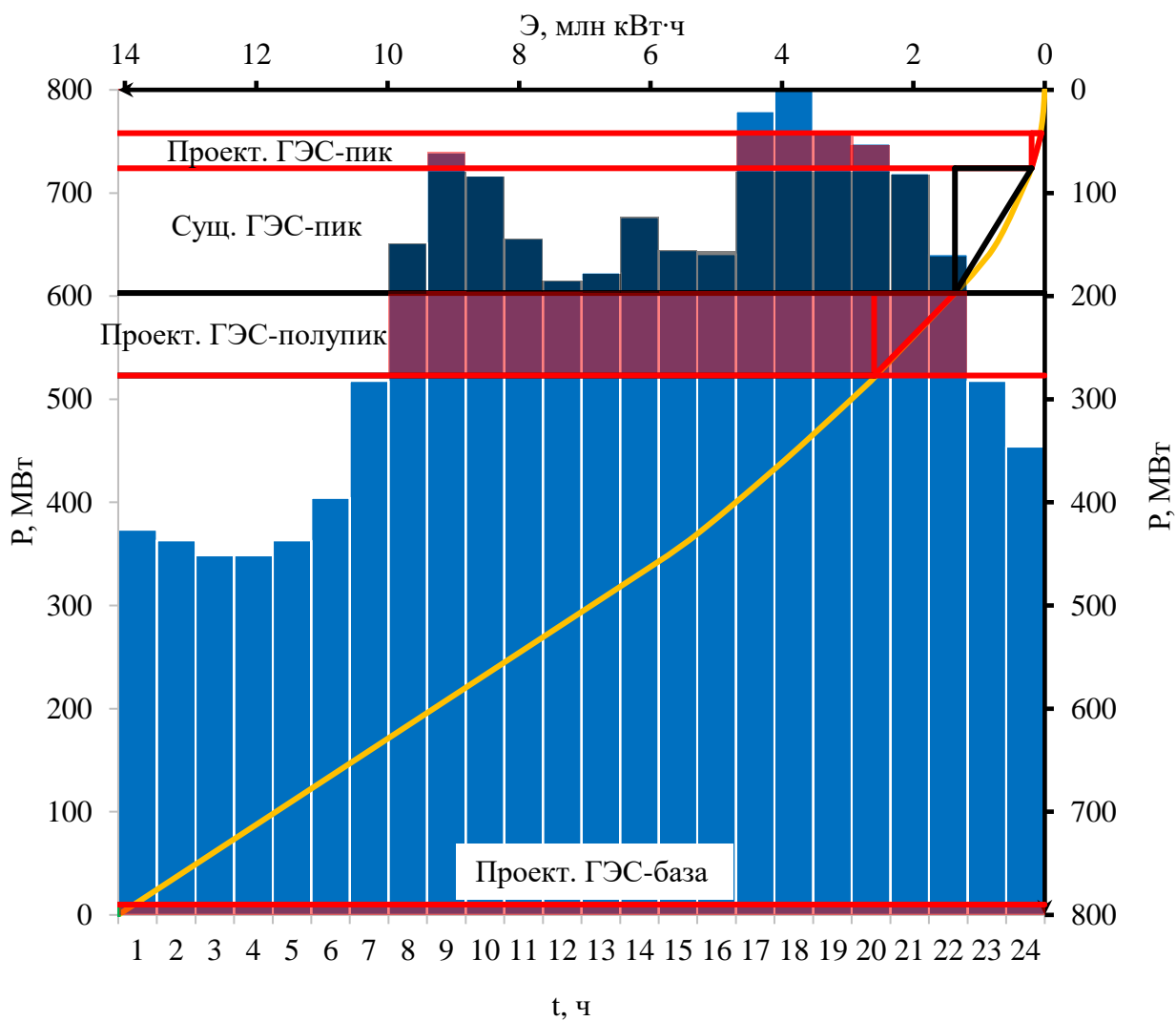


Рисунок 2.3 – Зона работы существующей ГЭС на зимнем суточном графике нагрузки и ИКН

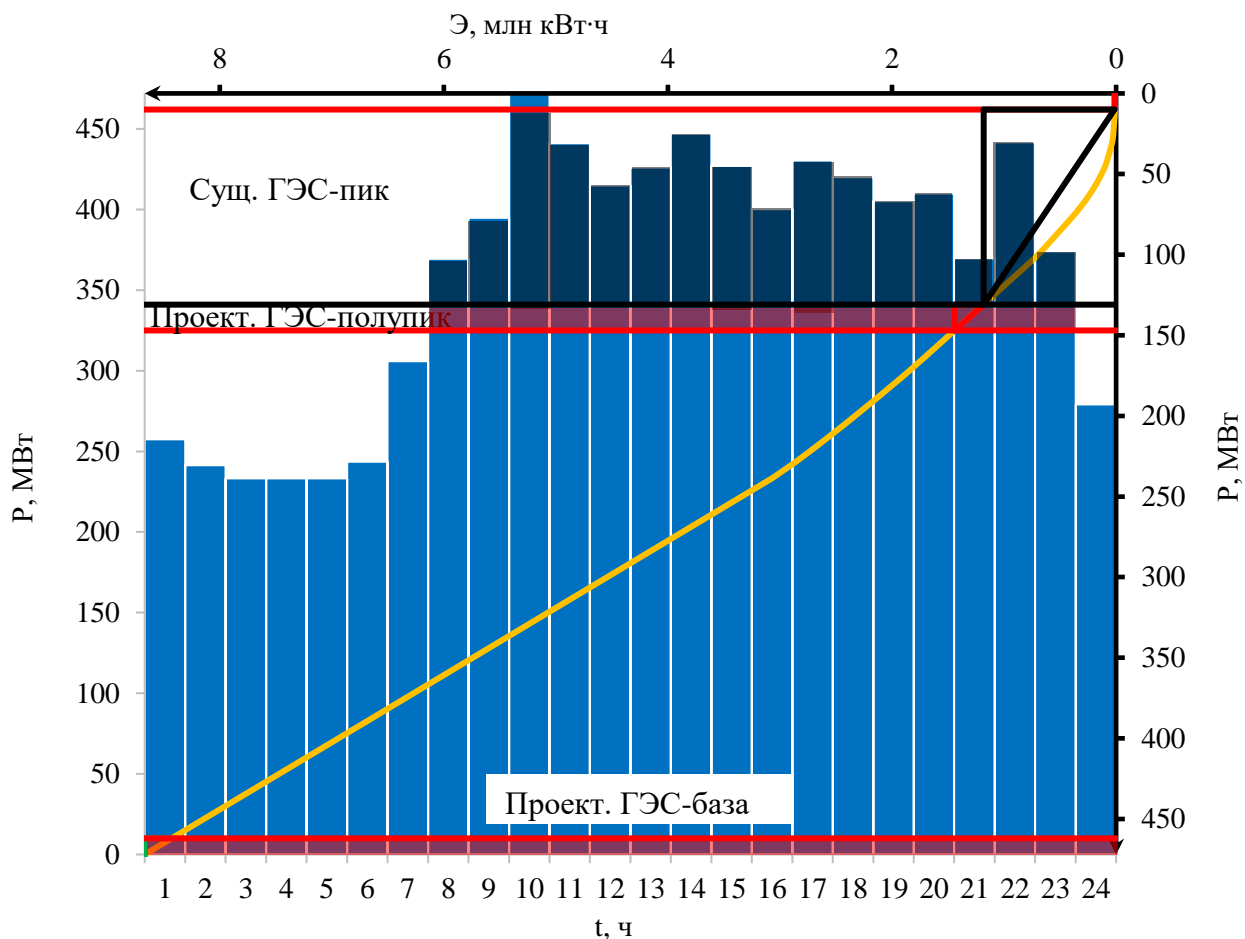


Рисунок 2.4 – Зона работы существующей ГЭС на летнем суточном графике нагрузки и ИКН

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

Для построения баланса мощностей (графика максимальных мощностей) и баланса энергий (график средних мощностей) необходимы годовые графики нагрузки.

Максимальная нагрузка энергосистемы каждого месяца определяется по формуле:

$$P_t^{max} = a + b \cdot \cos(30^\circ \cdot t - 15^\circ), \quad (2.6)$$

где  $t$  – порядковый номер месяца в году;

$a, b$  – коэффициенты, определяемые по формулам (2.7) и (2.8).

Коэффициенты определяются по следующим формулам:

$$a = \frac{P_3^{max} + P_{дл}^{max}}{2} = \frac{800 + 472}{2} = 636, \quad (2.7)$$

$$b = \frac{P_3^{max} - P_{\text{л}}^{max}}{2} = \frac{800 - 472}{2} = 164, \quad (2.8)$$

где  $P_3^{max}$  – зимний максимум годовой нагрузки энергосистемы;  
 $P_{\text{л}}^{max}$  – летний максимум годовой нагрузки энергосистемы.

Результаты сведем в таблицу 2.8.

Таблица 2.8 – Данные для построения годовых графиков нагрузок энергосистемы

Месяц	$\cos(\alpha)$	$\alpha^\circ$	$P_{\text{макс}}$	$P_{\text{ср}}$
1	1,0	0,26	794	584
2	0,7	0,79	752	555
3	0,3	1,31	679	504
4	-0,3	1,83	594	445
5	-0,7	2,36	520	394
6	-1,0	2,88	478	365
7	-1,0	3,40	478	365
8	-0,7	3,93	520	394
9	-0,3	4,45	593	445
10	0,3	4,97	678	504
11	0,7	5,50	752	555
12	1,0	6,02	794	584
Коэффициенты	a (макс)	b (макс)	a (ср)	b (ср)
Значения	636	164	475	114

По данным таблицы 2.8 строим годовой график нагрузок, представленный на рисунке 2.5.

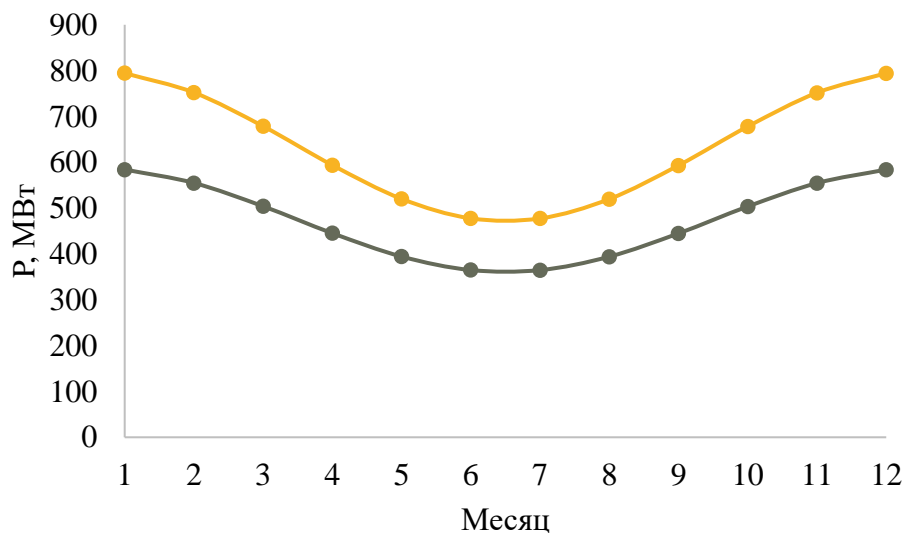


Рисунок 2.5 – Годовые графики максимальных и средних нагрузок энергосистемы

### 2.3.3 Перераспределение стока с полноводного периода на зимний период

Для дальнейших расчетов будут использованы данные с таблиц 2.1, 2.2 и 2.6.

За бытовой расход принимаем расход, соответствующий расходу маловодного года.

Полезный расход, то есть расход с учетом потерь, вычисляется по формуле:

$$Q_{\text{полез}} = Q_{\text{быт}} - \sum Q, \quad (2.9)$$

где  $Q_{\text{быт}}$  – расход маловодного года с расчетной обеспеченностью 90%;

$\sum Q$  – суммарные потери расхода.

Подведенный напор вычисляется по следующей формуле:

$$H = Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}} - \Delta h, \quad (2.10)$$

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

$Z_{\text{НБ}}$  – уровень нижнего бьефа, который изменяется по полиномиальному закону, представленные на рисунке 1.1;

$\Delta h$  – потери напора, равные 0,5.

Мощность ГЭС вычисляю по формуле:

$$N_{\text{ГЭС быт}} = k_N \cdot Q_{\text{полез}} \cdot H. \quad (2.11)$$

Мощность ГЭС в режиме работы по требованиям участников водохозяйственного комплекса (ВХК):

$$N_{\text{ВХК}} = k_N \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H, \quad (2.12)$$

Полученные данные сведены в таблицы 2.9 и 2.10.

Таблица 2.9 – Расчет мощности по бытовому расходу

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{быт}}, \text{ м}^3/\text{с}$	39	39	46	244	387	193	138	42	42	43	42	30
$Z_{\text{ВБ}}, \text{ м}$	186	186	186	186	186	186	186	186	186	186	186	186
$Z_{\text{НБ}}, \text{ м}$	146	146	146	147	148	147	147	146	146	146	146	146
$H, \text{ м}$	39	39	39	38	38	39	39	39	39	39	39	39
$N_{\text{быт}}, \text{ МВт}$	13	13	15	79	124	63	46	14	14	14	14	10

Таблица 2.10 – Расчет мощности в режиме работы по требованиям участников ВОДОХОЗЯЙСТВЕННОГО КОМПЛЕКСА.

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{ВХК}}, \text{ м}^3/\text{с}$	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
$Z_{\text{ВБ}}, \text{ м}$	186	186	186	186	186	186	186	186	186	186	186	186
$Z_{\text{НБ}}, \text{ м}$	146	146	146	146	146	146	146	146	146	146	146	146
$H, \text{ м}$	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39
$N_{\text{ВХК}}, \text{ МВт}$	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23

Сравнение режимов работы проектируемой ГЭС по бытовому стоку и работы ГЭС по требованиям ВХК представлено в таблице 2.11.

Таблица 2.11 – Сравнение режимов работы по  $Q_{\text{быт}}$  и  $Q_{\text{ВХК}}$

Мес.	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Избыт.
$N_{\text{быт}}$	13	13	15	79	124	63	46	14	14	14	14	10	$\Sigma N$
$N_{\text{ВХК}}$	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	
$\Delta$	-10	-10	-8	56	101	40	22	-9	-9	-9	-9	-13	141

За месяц начала сработки принимается первый месяц после половодья, в данном случае, это 8 месяц, поскольку в этом месяце получается первое отрицательное значение разности мощности бытовой и мощности ВХК, то есть наблюдается превышение расхода водохозяйственного комплекса над естественным расходом в створе проектируемой ГЭС.

Сумма разности мощности бытовой и мощности ВХК показывает нам избыточную мощность, которую мы можем распределить на месяцы регулирования в энергосистеме.

На графике баланса энергии отображены среднемесячные мощности энергосистемы, среднемесячные мощности существующей ГЭС, значения которых представлены в таблице 2.12, а также значения мощности бытовой и мощности ВХК, указанные в таблице 2.11.

Гарантированная мощность проектируемой ГЭС принимается равной  $N_{\text{гар}} = 107 \text{ МВт}$ . Все месяцы, лежащие выше линии гарантированной мощности будут работать по гарантированной мощности.

Таблица 2.12 – Среднемесячные мощности существующей ГЭС

Бурейская ГЭС	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$\Sigma \mathcal{E}, \text{ млн кВт}\cdot\text{ч}$	23	22	21	18	17	16	16	17	18	21	22	23
$N, \text{ МВт}$	58	56	53	44	41	39	39	41	44	53	56	58

Баланс энергии графически представлен на плакате «Использование водной энергии».



### 2.3.4 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС в маловодном году

Поэтапно расчет водно-энергетического регулирования в маловодном году представлен в учебно-методическом пособии [3, с. 40]. Расчет начинается с полного водохранилища, то есть, с уровня НПУ. Проведем несколько итераций.

Таблицы сработки-наполнения водохранилища в маловодный год представлены в приложении Б, таблица Б.1 и Б.2. Исходя из данных таблицы Б.1 видно, что конечный уровень верхнего бьефа ниже начального уровня на 127 см. Из этого следует, что проектируемая ГЭС будет выдавать меньшую гарантированную мощность. Путем уменьшения гарантированной мощности найдены новые значения гарантированной мощности. Результатирующей таблицей сработки-наполнения водохранилища является таблица Б.2.

В ходе проведенных вычислений было определено:

- Отметка УМО водохранилища 180,28 м;
- Полезный объем водохранилища 1,75 км<sup>3</sup>.

График сработки-наполнения водохранилища представлен на рисунке 2.6.

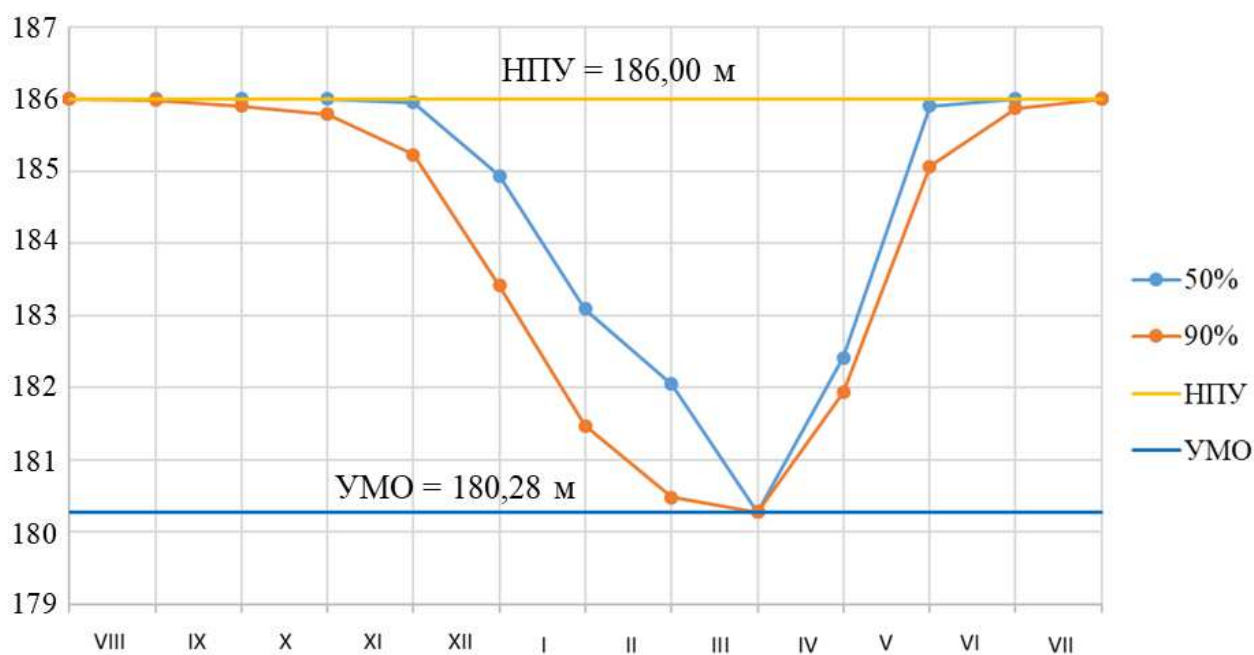


Рисунок 2.6 – График сработки-наполнения водохранилища

### 2.4 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов

Для определения установленной мощности проектируемой Уська–Орочской ГЭС необходимо знать рабочую мощность. Для определения рабочей мощности в каждом месяце необходимы суточные графики нагрузок и ИКН для каждого рассматриваемого месяца, а также расположить на ИКН треугольники существующей ГЭС и проектируемой ГЭС.

Рабочая мощность:

$$N_p = N_{\text{баз}} + N_{\text{пик}}. \quad (2.14)$$

В ходе выполненной работы определена рабочая мощность проектируемой ГЭС в энергосистеме  $N_{\text{раб}} = 124$  МВт, а также зона работы на суточных графиках нагрузки. Баланс мощности представлен на плакате «Использование водной энергии».

При составлении баланса мощности учитываем, что аварийный резерв составляет 10% от рабочей мощности, нагрузочный – 3% от рабочей мощности. Резерв для станции принимаем равным 10% от рабочей мощности

Установленная мощность ГЭС представляется в виде суммы:

$$N_{\text{уст}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{раб}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{рез}}^{\text{ГЭС}}, \quad (2.15)$$

где  $N_{\text{раб}}^{\text{ГЭС}}$  – рабочая мощность;

$N_{\text{рез}}^{\text{ГЭС}}$  – резерв для станции.

Таким образом, установленная мощность Уська–Орочской ГЭС:

$$N_{\text{уст}} = 124 + 12 = 136 \text{ МВт.}$$

Рабочая мощность ТЭС находится по формуле:

$$N_{\text{раб}}^{\text{ТЭС}} = P_{\text{max}} - N_{\text{раб}}^{\text{ГЭС}} - N_{\text{раб}}^{\text{сущ}}, \quad (2.16)$$

где  $P_{\text{max}}$  – максимальные мощности энергосистемы;

$N_{\text{раб}}^{\text{ГЭС}}$  – рабочая мощность проектируемой ГЭС;

$N_{\text{раб}}^{\text{сущ}}$  – рабочая мощность существующей ГЭС.

Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в месяцы, когда есть имеется свободная мощность.

Ремонтная мощность проектируемой ГЭС:

$$N_{\text{рем}}^{\text{проект}} = \frac{1}{6} \cdot N_{\text{уст}}^{\text{проект}}, \quad (2.17)$$

где  $N_{\text{уст}}^{\text{проект}}$  – установленная мощность проектируемой ГЭС.

Результаты расчетов сведены в таблицу 2.13.

Таблица 2.13 – Баланс мощности в маловодном году

Месяц	Энергосистема			Проектируемая ГЭС			Существ. ГЭС		ГЭС	
	Р max	Р ав. резерв	Рнагр. рез	Нраб	Н нагр рез	Н рем	Нраб	Н нагр рез	Нраб	Н ав рез
1	794	24	79	124	12	21	121	12	549	79
2	752	23	75	82	9		121	13	549	75
3	679	20	68	40	5		121	15	518	68
4	594	18	59	40	4		121	13	433	59
5	520	16	52	40	4		121	12	359	52
6	478	14	48	37	4		121	11	313	48
7	478	14	48	37	4		121	11	313	48
8	520	16	52	46	4		121	11	353	52
9	593	18	59	46	5		121	13	426	59
10	678	20	68	46	6		121	15	511	68
11	752	23	75	82	9		121	13	549	75
12	794	24	79	124	12		121	12	549	79

Установленная мощность проектируемой ГЭС  $N_{уст} = 136$  МВт.

## 2.5 Водно-энергетический расчет (ВЭР) режима работы ГЭС в средневодном году

ВЭР в средневодных условиях проводится для определения среднемноголетней выработки проектируемой ГЭС. Следует помнить, что гарантированная мощность не может быть больше установленной.

По результатам расчета среднегодовая выработка составляет  $\mathcal{E} = 500$  млн кВт · ч, а среднее значение гарантированной мощности  $N_{гар} = 107$  МВт, что не превышает значения установленной мощности.

На плакате «Использование водной энергии» представлен график сработки-наполнения водохранилища в средневодном и маловодном годах. Таблица сработки-наполнения водохранилища в средневодный год представлена в приложении Б, таблица Б.3.

## 2.6 Построение режимного поля

Режимное поле показывает область допустимых режимов работы проектируемой ГЭС. Поэтапно построение режимного поля описывается в учебно-методическом пособии [2, с. 61]. Результаты расчета режимного поля представлены в таблице 2.14, а в приложении Б, рисунке Б.1 графическое изображение.

Таблица 2.14 – Результаты расчета режимного поля проектируемой ГЭС.

Кривые связи нижнего бьефа для летних и зимних условий			Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
Q <sub>нб</sub> м <sup>3</sup> /с	Z <sub>нб(ЛЕТО)</sub> м	Z <sub>нб(ЗИМА)</sub> м	H <sub>(нпу)</sub> м	H <sub>(умо)</sub> м	H <sub>(звб1)</sub> м	H м	Q м <sup>3</sup> /с	H м	Q м <sup>3</sup> /с
0	146,00	146,00	39,50	34,54	36,72	34,40	465	32,6	453
400	147,76	147,76	37,74	32,78	34,72	34,67	461	32,75	454
600	148,39	148,39	37,11	32,15	34,05	34,94	458	32,9	455
800	148,89	148,89	36,61	31,65	33,54	35,21	454	33,05	456
1200	149,62	149,62	35,88	30,92	32,79	35,48	451	33,2	457
1400	149,91	149,91	35,59	30,63	32,48	35,75	448	33,35	458
1600	150,18	150,18	35,32	30,36	32,17	36,02	444	33,5	459
2000	150,70	150,70	34,80	29,84	31,58	36,29	441	33,65	460
2200	150,95	150,95	34,55	29,59	31,32	36,56	438	33,8	461
2400	151,20	151,20	34,30	29,34	31,09	36,83	434	33,95	462
2800	151,61	151,61	33,89	28,93	30,68	37,10	431	34,1	463
3000	151,79	151,79	33,71	28,75	30,39	37,37	428	34,25	464
3200	151,95	151,95	33,55	28,59	29,86	37,64	425	34,4	465

В результате построения режимного поля определены:

- $H_{\max} = 39,20$  м – максимальный напор;
- $H_p = 36,10$  м – расчетный напор;
- $H_{\min} = 32,74$  м – минимальный напор.

В результате расчета получены установленная мощность проектируемой ГЭС  $N_{\text{уст}} = 136$  МВт и среднемноголетняя выработка  $\mathcal{E} = 500$  млн. кВт · ч.

### 3 Основное и вспомогательное оборудование

#### 3.1 Выбор числа и типа гидроагрегатов

Для диапазона изменения напоров, полученного из режимного поля, приведенного в приложении Б, рисунок Б.1, по справочным материалам подобраны все возможные варианты гидротурбин. Для последующего рассмотрения выбираем турбины ПЛ 40а–В и ПЛ 40б–В с параметрами, представленными в таблице 3.1. Далее проведем расчет параметров этих гидротурбин для различных диаметров.

Таблица 3.1 – Параметры турбинного оборудования

Параметр	Турбина ПЛ 40а–В	Турбина ПЛ 40б–В
$H_{\text{пред}}, \text{М}$	40	40
$H_{\text{min}}/H_{\text{max}}$	0,50	0,50
$n'_{\text{Iopt}}, \text{МИН}^{-1}$	125	123
$Q'_{\text{Iopt}}, \text{л/с}$	1700	1620
$\eta_{\text{M opt}}$	0,88	0,892
$Q'_{\text{I max}}, \text{л/с}$	1800	1700
$t_{\text{мод}}, ^\circ\text{C}$	10	20
$D'_{\text{1M}}, \text{М}$	0,460	0,460
$H_{\text{M}}, \text{М}$	4	4

Для ряда стандартных диаметров [3] рассчитаем следующие параметры:

– КПД натурной турбины вычисляем по формуле:

$$\eta_{\text{T}} = 1 - (1 - \eta_{\text{M}}) \cdot \left( (1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1\text{M}}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_{\text{M}}}{H_{\text{P}}}} \cdot \sqrt[5]{\frac{v_{\text{H}}}{v_{\text{M}}}} \right), \quad (3.1)$$

где  $\eta_{\text{M}}$ ,  $D_{1\text{M}}$ ,  $H_{\text{M}}$  – КПД, диаметр и напор модельной турбины;

$D_1$ ,  $H_{\text{P}}$  – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

$v_{\text{M}}$ ,  $v_{\text{H}}$  – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для натуральных и модельных условий  $t_{\text{H}}$  и  $t_{\text{M}}$  ( $v_{\text{H}} = 1,01 \cdot 10^6 \text{ м}^2/\text{с}$  и  $v_{\text{M}} = 1,3 \cdot 10^6 \text{ м}^2/\text{с}$ );

$\varepsilon$  – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям, равен = 0,75.

$$\eta_{\text{T}} = 1 - (1 - 0,88) \cdot \left( (1 - 0,75) + 0,75 \cdot \sqrt[5]{\frac{0,46}{5,3}} \cdot \sqrt[10]{\frac{4}{36,1}} \cdot \sqrt[5]{\frac{1,01}{1,3}} \right) = 0,925.$$

– Мощность гидроагрегата в расчетной точке:

$$N'_{\text{арг}} = 9,81 \cdot Q'_{1\text{p}} \cdot D_1^2 \cdot H_{\text{P}} \cdot \sqrt{H_{\text{P}}} \cdot \eta_{\text{T}} \cdot \eta_{\text{Г}}, \quad (3.2)$$

где  $Q'_{1p}$  – приведенный расход воды в расчетной точке, определяется по главной универсальной характеристике (ГУХ);

$\eta_T$  - КПД натурной турбины;

$\eta_G$  – КПД генератора (принимается  $\eta_G = 0,975$ ).

$$N'_{agr} = 9,81 \cdot 1,7 \cdot 5,3^2 \cdot 36,1 \cdot \sqrt{36,1} \cdot 0,88 \cdot 0,975 = 93,37 \text{ МВт.}$$

– Предварительное количество гидроагрегатов:

$$Z'_{agr} = \frac{N_{уст}}{N'_{agr}} = \frac{136}{93,37} = 1,46, \quad (3.3)$$

где  $N_{уст}$  – установленная мощность проектируемой станции;

$N'_{agr}$  – мощность одного гидроагрегата.

Число гидроагрегатов должна быть равно 2 или 3, поэтому принимается  $Z_{agr} = 2$  шт.

– Мощность одного агрегата:

$$N_{agr} = \frac{N_{уст}}{Z_a} = \frac{136}{2} = 68 \text{ МВт.} \quad (3.4)$$

– Поправка КПД:

$$\Delta_1 = \frac{\eta_H}{\eta_M} = \frac{0,942}{0,88} = 1,07. \quad (3.5)$$

– Частота вращения турбины:

$$n'_C = \frac{n'_{Ip} \cdot \sqrt{\Delta_1 \cdot H_p}}{D_1} = \frac{125 \cdot \sqrt{1,07 \cdot 36,1}}{5,3} = 146,65 \text{ об/мин,} \quad (3.6)$$

где  $n'_{Ip}$  – приведенная частота вращения в расчетной точке.

Полученное значение частоты вращения округляется до стандартного ( $n'_C = 150$  об/мин).

Приведенные частоты вращения соответствуют максимальному, расчетному и минимальному напорам:

$$n'_{I \max} = \frac{n_C \cdot D_1}{\sqrt{\Delta_1 \cdot H_{\min}}} = \frac{150 \cdot 5,3}{\sqrt{1,07 \cdot 32,74}} = 134,26 \text{ об/мин,} \quad (3.7)$$

$$n'_{Ip} = \frac{n_C \cdot D_1}{\sqrt{\Delta_1 \cdot H_p}} = \frac{150 \cdot 5,3}{\sqrt{1,07 \cdot 36,1}} = 127,9 \text{ об/мин,} \quad (3.8)$$

$$n'_{I \min} = \frac{n_C \cdot D_1}{\sqrt{\Delta_1 \cdot H_{\max}}} = \frac{150 \cdot 5,3}{\sqrt{1,07 \cdot 39,2}} = 122,7 \text{ об/мин.} \quad (3.9)$$

– Положение расчетной точки:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5}} = \frac{68 \cdot 10^3}{9,81 \cdot 5,3^2 \cdot 36,1^{1,5}} = 1,05. \quad (3.10)$$

Правая часть уравнения является постоянной. Левая часть определяется подбором такой точки на линии  $n'_I p$ , чтобы произведение  $Q'_I \cdot \eta_T$  в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства.

– Приведенные расходы:

$$Q'_{p \max} = \frac{Q_{\min}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\min} \cdot \Delta}} = \frac{35}{1 \cdot 5,3^2 \cdot \sqrt{32,74 \cdot 1,07}} = 192, \quad (3.11)$$

$$Q'_{p \min} = \frac{Q_{\min}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\max} \cdot \Delta}} = \frac{35}{1 \cdot 5,3^2 \cdot \sqrt{39,2 \cdot 1,07}} = 210. \quad (3.12)$$

В таблицах 3.2 и 3.3 представлены расчеты для нескольких стандартных диаметров турбин ПЛ 40а–В и ПЛ 40б–В соответственно.

Таблица 3.2 – Параметры гидротурбины ПЛ 40а–В

<b>D<sub>1</sub>, м</b>	3,55	3,75	4	4,25	4,5	4,75	5	5,3	5,6	6
<b>КПД</b>	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,93
<b>N<sub>агр</sub>, МВт</b>	31,1	34,7	39,5	44,6	50,0	55,7	61,7	69,4	77,4	88,9
<b>z'<sub>а</sub> ШТ</b>	9,1	8,2	7,2	6,3	5,7	5,1	4,6	4,1	3,7	3,2
<b>z<sub>а</sub> ШТ</b>	10	9	8	8	6	6	6	6	4	4
<b>N<sub>агр</sub>, МВт</b>	28,30	31,44	35,38	35,38	47,17	47,17	47,17	47,17	70,75	70,75
<b>Δ<sub>1</sub>, м</b>	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
<b>n c'</b>	200,8	190,1	178,3	167,9	158,6	150,3	142,8	134,8	127,6	119,1
<b>n<sub>снх</sub></b>	214,3	200,0	187,5	187,5	166,7	157,8	150,0	136,4	130,4	125,0
<b>n'<sub>р</sub></b>	133,4	131,5	131,5	139,6	131,4	131,3	131,3	126,5	127,8	131,2
<b>n'<sub>мин</sub></b>	121,7	120,0	119,9	127,4	119,9	119,7	119,8	115,4	116,6	119,7
<b>(Q'·η)</b>	1,32	1,31	1,30	1,15	1,37	1,23	1,11	0,99	1,33	1,16
<b>(Q'·η)</b>	1,00	1,00	0,99	0,87	1,04	0,93	0,84	0,75	1,01	0,88

Таблица 3.3 – Параметры гидротурбины ПЛ 40б–В

<b>D<sub>1</sub>, м</b>	3,55	3,75	4	4,25	4,5	4,75	5	5,3	5,6	6	6,3
<b>КПД</b>	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,94	0,94	0,94	0,94
<b>N<sub>агр</sub>, МВт</b>	30,1	33,5	38,2	43,1	48,3	53,8	59,6	67,0	74,8	85,9	94,7
<b>z'<sub>а</sub> ШТ</b>	9,4	8,4	7,4	6,6	5,9	5,3	4,7	4,2	3,8	3,3	3,0
<b>z<sub>а</sub> ШТ</b>	10	9	8	8	6	6	6	6	4	4	3

### Окончание таблицы 3.3

$N_{\text{агр}}, \text{МВт}$	28,3	31,4	35,4	35,4	47,2	47,2	47,2	47,2	70,8	70,8	94,3
$\Delta l, \text{м}$	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
$n \text{ с}'$	197,4	187,0	175,3	165,0	155,9	147,7	140,4	132,5	125,4	117,1	111,5
$n_{\text{свих}}$	200,0	187,5	187,5	166,7	157,8	150,0	150,0	136,4	130,4	120,0	115,4
$n'_{\text{макс}}$	137,1	135,7	144,7	136,7	136,9	137,4	144,6	139,3	140,7	138,7	140,0
$n'_p$	124,6	123,4	131,5	124,2	124,5	124,9	131,4	126,6	127,9	126,1	127,3
$n'_{\text{мин}}$	113,7	112,5	120,0	113,3	113,6	113,9	119,9	115,5	116,7	115,0	116,1
$(Q' \cdot \eta)$	1,32	1,31	1,30	1,15	1,37	1,23	1,11	0,99	1,33	1,16	1,40
$(Q' \cdot \eta)$	1,00	1,00	0,99	0,87	1,04	0,93	0,84	0,75	1,01	0,88	1,06

Проведя сравнительный анализ для окончательного выбора гидротурбины, приняв во внимание количество гидроагрегатов, КПД гидротурбины, а также зону работы гидротурбины, приведенная в приложении В, рисунок В.1 и В.2. Гидротурбины ПЛ 40б – В в дальнейшем рассмотрение не принята. Из представленных диаметров гидротурбины ПЛ 40а – В, выбирается рабочее колесо с диаметром  $D_1 = 530$  см.

Гидротурбина ПЛ 40а – В – 530 принята в дальнейшем рассмотрение, поскольку она имеет оптимальную зону работу, максимальный КПД и наименьшее количество агрегатов при максимальной мощности.

### 3.2 Определение отметки расположения рабочего колеса гидротурбины

Отметка расположения рабочего колеса определяется по следующей формуле:

$$\nabla Z_{\text{РК}} = Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}) + H_S^{\text{доп}}, \quad (3.13)$$

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

Значение высоты отсасывания рассчитывается для наиболее опасных с точки зрения кавитации случаев:

1. Работа гидроагрегата при максимальном напоре  $H_{\text{макс}}$  и номинальной мощности  $N_{\text{ном}}$ ;
2. Работа гидроагрегата при расчетном напоре  $H_p$  и номинальной мощности  $N_{\text{ном}}$ ;
3. Работа гидроагрегата при минимальном напоре  $H_{\text{мин}}$  и соответствующем значении мощности на линии ограничения.

Высота отсасывания рассчитывается по формуле:



$$H_S^{\text{доп}} = B - \frac{\nabla Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})}{900} - \sigma \cdot H - \Delta H_s + \Delta Z_{\text{х.пл.}}, \quad (3.14)$$

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

$\nabla Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$  – отметка уровня нижнего бьефа при данном расходе;

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

$\Delta H_s$  – дополнительное заглубление рабочего колеса (для поворотно-лопастных (ПЛ) гидротурбин = 1,5 м);

$H$  – напор турбины;

$\Delta Z_{\text{х.пл.}}$  – разность высотных отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин, для ПЛ – турбин  $\Delta Z_{\text{х.пл.}}=0$ .

Высота отсасывания при максимальном напоре  $H_{\text{max}}$ :

$$H_s = 10,33 + \frac{(146,91)}{900} - 0,288 \cdot 39,2 - 1,5 = -2,95 \text{ м};$$

Высота отсасывания при расчетном напоре  $H_p$ :

$$H_s = 10,33 + \frac{(146,94)}{900} - 0,339 \cdot 36,1 - 1,5 = -3,9 \text{ м};$$

Высота отсасывания при минимальном напоре  $H_{\text{min}}$ :

$$H_s = 10,3 + \frac{(146,87)}{900} - 0,325 \cdot 32,74 - 1,5 = -2,3 \text{ м}.$$

Из полученных значений высот отсасывания  $H_s$  выбрана такая, которая обеспечивает бескавитационную работу во всех рассмотренных режимах работы, то есть наименьшее значение  $H_s = -3,9$  м.

Отметка установки рабочего колеса рассчитывается по формуле (3.13):

$$\nabla Z_{\text{РК}} = 146,94 - 3,9 = 143,04 \text{ м}.$$

Таким образом, для дальнейшей работы принята турбина ПЛ 40а–В–530, которая имеет минимальную высоту отсасывания  $H_s = -3,9$  м и отметку установки рабочего колеса  $\nabla Z_{\text{Р.К.}} = 143,04$  м.

### 3.3 Гидромеханический расчет и построение плана бетонной спиральной камеры

По чертежу проточной части, приведенному в приложении В, рисунок В.3 определяются основные геометрические параметры гидротурбины:

– Наружный радиус входного сечения:

$$r_{\text{ex}} = 1,789 \cdot D_1 = 1,789 \cdot 5,3 = 9,48 \text{ м.} \quad (3.15)$$

– Диаметр расположения входных кромок статора:

$$D_a = 8,21 \text{ м,}$$

$$r_a = \frac{D_{\text{нар}}}{2} = 4,11 \text{ м.} \quad (3.16)$$

– Диаметр расположения выходных кромок статора:

$$D_b = 7,17 \text{ м;}$$

$$r_b = \frac{D_{\text{вн}}}{2} = 3,59 \text{ м.} \quad (3.17)$$

Высота статора:

$$b_{\text{ст}} = b_0 + 0,0033 \cdot D_1 = 2,12 + 0,0033 \cdot 5,3 = 2,14 \text{ м,} \quad (3.18)$$

где  $b_0$  – высота направляющего аппарата.

Высота направляющего аппарата:

$$b_0 = 0,4 \cdot D_1 = 0,4 \cdot 5,3 = 2,12 \text{ м.} \quad (3.19)$$

Полный расход через турбину при расчетных значениях напора и мощности:

$$Q_0 = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{\text{онм}}} = \frac{68000}{9,81 \cdot 36,1 \cdot 0,913} = 210,31 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (3.20)$$

Расход через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_{\text{вх}} = \frac{Q_0 \cdot \varphi}{360} = \frac{210,31 \cdot 210}{360} = 122,68 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (3.21)$$

Определяется площадь входного поперечного сечения:

$$F_{\text{вх}} = \frac{Q_{\text{вх}}}{V} = \frac{122,68}{5,1} = 24,06 \text{ м}^2. \quad (3.22)$$

где  $V_{\text{вх}}$  – допустимая средняя скорость воды во входном сечении, равная 5,1 м/с.

Высота входного сечения  $b_{\text{вх}}$  определяется из решения следующего уравнения:

$$F_{\text{вх}} = b_0(r_a - r_b) + (r_{\text{вх}} - r_a)b_{\text{вх}} - \frac{(b_{\text{вх}} - b_0)^2}{2} \tan 15^\circ. \quad (3.23)$$

Высота входного сечения равна  $b_{\text{вх}} = 4,4$  м.

$$a_{\text{вх}} = r_{\text{вх}} - r_a = 9,48 - 4,11 = 5,38 \text{ м.} \quad (3.24)$$

Дальнейший расчет выполняется по формулам, представленным ниже, результаты сводятся в таблицу 3.4.

$$a_i = r_i - r_a; \quad (3.25)$$

$$m_i = k_2 \cdot a_i^2; \quad (3.26)$$

где  $k_2 = \frac{m_{\text{вх}}}{a_{\text{вх}}^2};$

$$b_i = m_i + b_0; \quad (3.27)$$

$$r_k = r_a + m_i \cdot \text{tg}15. \quad (3.28)$$

Значение интеграла для любого сечения:

$$J_i = b_0 \cdot \ln\left(\frac{r_a}{r_b}\right) + b_i \ln\left(\frac{r_i}{r_a}\right) - r_k \cdot \text{ctg}\gamma \cdot \ln\left(\frac{r_k}{r_a}\right) + m_i; \quad (3.29)$$

Угол спирали для любого сечения:

$$\varphi_i^0 = \frac{180}{J_{\text{вх}}} \cdot J_i; \quad (3.30)$$

Величина площади сечения:

$$F_i = b_0(r_a - r_b) + (r_i - r_a)b_i - \frac{(b_i - b_0)^2}{2} \text{tg}15^0. \quad (3.31)$$

Таблица 3.4 – Расчет бетонной спиральной камеры

Величина	Сечения					
	входное	1	2	3	4	5
$r_i$	9,48	8,95	8,41	7,87	7,34	6,80
$a_i$	5,38	4,84	4,30	3,77	3,23	2,70
$b_i$	4,40	4,17	3,95	3,72	3,49	3,26
$r_k$	4,72	4,66	4,59	4,53	4,47	4,41
$r_k/r_a$	1,15	1,13	1,12	1,10	1,09	1,07
$\ln(r_k/r_a)$	0,139	0,126	0,113	0,099	0,086	0,072
$r_i/r_a$	2,31	2,18	2,05	1,92	1,79	1,66
$\ln(r_i/r_a)$	0,837	0,779	0,717	0,651	0,581	0,505

Продолжение таблицы 3.4

$b \cdot \ln(r_i / r_a)$	3,68	3,25	2,83	2,42	2,03	1,65
$r_k \cdot \text{ctr } Y$	17,60	17,37	17,15	16,92	16,69	16,46
$r_k \cdot \text{ctr } Y \cdot \ln(r_k / r_a)$	2,44	2,18	1,93	1,68	1,43	1,19
$m_i$	2,28	2,05	1,83	1,60	1,37	1,14
$J_i$	3,81	3,41	3,01	2,63	2,25	1,89
$\varphi_i$	210	188	166	145	124	104

Окончание таблицы 3.4

Величина	Сечения					
	6	7	8	9	10	вых
$r_i$	6,27	5,73	5,19	4,66	4,12	3,59
$a_i$	2,16	1,62	1,09	0,55	0,02	-0,52
$b_i$	3,04	2,81	2,58	2,35	2,13	1,90
$r_k$	4,35	4,29	4,23	4,17	4,11	4,05
$r_k / r_a$	1,06	1,04	1,03	1,02	1,00	0,99
$\ln(r_k / r_a)$	0,058	0,044	0,030	0,015	0,000	-0,015
$r_i / r_a$	1,53	1,40	1,27	1,13	1,00	0,87
$\ln(r_i / r_a)$	0,423	0,333	0,235	0,126	0,004	-0,135
$b \cdot \ln(r_i / r_a)$	1,28	0,94	0,61	0,30	0,01	-0,26
$r_k \cdot \text{ctr } Y$	16,24	16,01	15,78	15,55	15,33	15,10
$r_k \cdot \text{ctr } Y \cdot \ln(r_k / r_a)$	0,94	0,70	0,47	0,24	0,01	-0,22
$m_i$	0,92	0,69	0,46	0,23	0,01	-0,22
$J_i$	1,54	1,21	0,89	0,58	0,30	0,03
$\varphi_i$	85	67	49	32	16	2

По вычисленным выше данным строим график зависимости  $\varphi_{\text{сп}} = f(r_i)$  на рисунке 3.1.

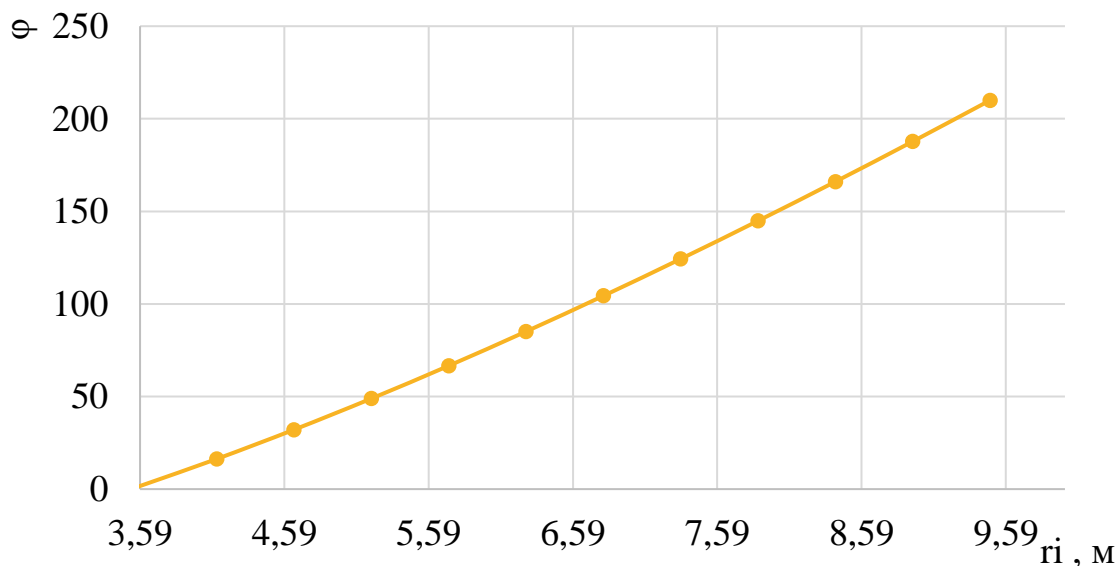


Рисунок 3.1 – Зависимость  $\varphi_{\text{сп}} = f(r_i)$

Ширина подвода определяется по формуле:

$$B' = 2,885 \cdot D_1 = 2,885 \cdot 5,3 = 15,3 \text{ м.} \quad (3.32)$$

Так как ширина подвода  $B'$  превышает 8 м, требуется установка промежуточного бычка, ширина которого:

$$b = 1 + \frac{Q_0}{400} = 1,5 \text{ м.} \quad (3.33)$$

Ширина подвода с учетом ширины бычка равна:

$$B = B' + b = 15,3 + 1,5 = 16,8 \text{ м.} \quad (3.34)$$

Разбиваем угол охвата спиральной камеры на  $15^\circ$  и строим план спирали, представленный на рисунке 3.2

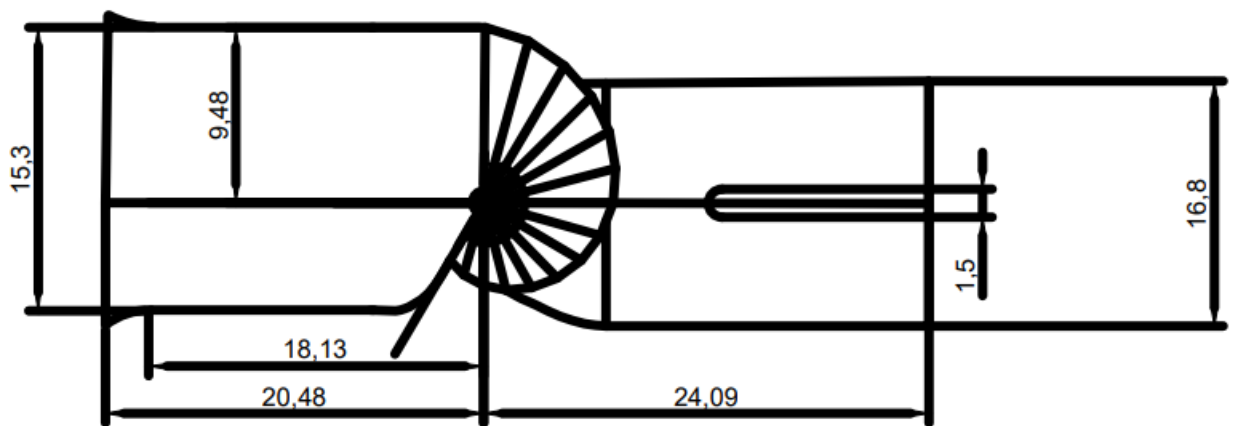


Рисунок 3.2 – План спиральной камеры

### 3.4 Выбор серийного типа генератора

Исходя из вычисленных ранее значений частоты вращения ( $n_{\text{синх}}=150$  об/мин) и мощности одного гидроагрегата ( $N_a = 68$  МВт), подобран генератор СВ–808/130–40У4 из справочных данных.

Параметры данного генератора приведены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Параметры выбранного генератора СВ–808/130–40У4

Обозначение	Единицы измерения	Значение
СВ-850/190-48		
$S_{\text{ном}}$	МВА	64,7
$P_{\text{ном}}$	МВт	55
$\cos\phi$	0,85	
$U_{\text{ном}}$	кВ	10,5
$I_{\text{ном}}$	кА	3,56
$n_{\text{уг}}/n_{\text{ном}}$	2,065	
$x_d''$	о.е.	0,22

Окончание таблицы 3.5

Обозначение	Единицы измерения	Значение
СВ-850/190-48		
$x_d'$	о.е.	0,35
$x_d$	о.е.	0,93
Система возбуждения	Электромашинная	
КПД	%	97,7
Масса ротора	т	213,5
Масса общая	т	255
Исполнение	Подвесное	

### 3.5 Расчет вала и подшипников гидротурбины

1) Расчет вала на прочность

$$D_B^* \geq \left( 5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33}, \quad (3.35)$$

где  $[\tau_{доп}] = 30 - 35$  МПа.

Крутящий момент:

$$M_{кр} = \frac{0,00974 \cdot N}{n_{синх}} = \frac{0,00974 \cdot 68000}{150} = 5,3 \text{ МПа}; \quad (3.36)$$

$$D_B^* \geq \left( 5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33} = \left( 5,1 \cdot \frac{5,3}{30} \right)^{0,33} = 0,966 \text{ м} = 966 \text{ мм}.$$

Полученное значение диаметра округляется до стандартизированного.

Принимаем  $D_g = 1000$  мм.

2) Расчет подшипника

Радиальная сила на рабочем колесе:

$$R_{рад} = 0,8 \cdot \left( \frac{N}{n_{синх} \cdot D_1} \right) = \frac{0,8 \cdot 68000}{150 \cdot 5,3} = 68,43 \text{ кН}. \quad (3.37)$$

Диаметр вала под подшипником  $d_n$ , с учетом облицовки, обычно принимается на 15–20 мм больше  $D_g$ , принимаем  $d_n = 1015$  мм.

Для кольцевого подшипника удельное давление равно:

$$p_{уд} = \frac{R_{рад}}{d_n \cdot h_{п}} \leq [p_{уд}], \text{ кПа}, \quad (3.38)$$

где  $h_{\Pi}$  принимается 400 мм.

$$[p_{уд}] = 29 \cdot U; \quad (3.39)$$

$$U = \pi \cdot n_{\text{синх}} \cdot \frac{d_{\Pi}}{30}. \quad (3.40)$$

$$p_{y\partial} = \frac{68,43}{1,015 \cdot 0,4} = 168,55 \text{ кПа};$$

$$U = 3,14 \cdot 150 \cdot \frac{1,015}{30} = 15,94 \frac{\text{м}}{\text{с}};$$

$$[p_{y\partial}] = 29 \cdot 15,94 = 462,26 \text{ кПа}.$$

Условие  $p_{y\partial} \leq [p_{y\partial}]$  соблюдается.

1) Расчет сегментного подшипника

$$h_n = 400 \text{ мм};$$

$$Z_{\text{сегм}} = 8.$$

Определяем усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{\text{рад}}}{1 + 2 \cdot \cos a + 2 \cos(2a)}, \quad (3.41)$$

где  $a = \frac{360}{Z_{\text{сегм}}}$ .

Удельная нагрузка на сегмент:

$$p_{y\partial} = \frac{R_{\text{рад}}}{l_{\text{сегм}} \cdot h_n} \leq [p_{y\partial}]; \quad (3.42)$$

$$l_{\text{сегм}} = (0,85 - 0,90) \pi \cdot \frac{d_{\Pi}}{Z_{\text{сегм}}}; \quad (3.43)$$

$$[p_{уд}] = 50 \cdot U. \quad (3.44)$$

Результаты расчета сведены в таблицу 3.6.

Таблица 3.6 – Расчет сегментного подшипника

<b>Радиальная сила на рабочем колесе</b>	$R_{\text{рад}}$ , кН	68,43
<b>Число и высота сегментов</b>	$h_{\Pi}$ , мм	400
	$Z_{\text{сегм}}$	8
<b>Центральный угол расположения сегментов</b>	a	45

### Окончание таблицы 3.6

Усилие на наиболее загруженный сегмент	$R_1$ , кН	59,27
Диаметр вала под подшипником	$d_p$ , м	1,015
Удельная нагрузка на сегмент	$\rho_{уд}$ , кПа	476,87
Длина сегмента в окружном направлении	$l_{сегм}$	0,36
Допускаемое	$[\rho_{уд}]$	690

В рассмотренных случаях требуемое условие  $p_{уд} \leq [p_{уд}]$  соблюдается, для дальнейшего рассмотрения выбираем сегментный подшипник.

### 3.6 Выбор маслонапорной установки

По номограмме [4] определен тип маслонапорной установки МНУ6,3/1–40–8–2,

где 6,3 – объем гидроаккумулятора;

1 – количество гидроаккумуляторов;

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

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

2 – количество насосов.

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

### 3.7 Выбор электрогидравлического регулятора

По справочным данным [4] определяется тип ЭГР.

Турбина поворотной-лопастной (ПЛ 40а – В – 530), выбираем ЭГРК (для гидроагрегата с двумя регулирующими органами). Диаметр золотника был принят равным 100 мм.

В качестве регулятора принят ЭГРК–МП–100–4.



## 4 Электрическая часть гидроэлектростанции

### 4.1 Выбор главной схемы электрических соединений

От выбора схемы электрических соединений зависит надежность работы электроустановок, ее экономичность, оперативная гибкость, удобство эксплуатации, безопасность обслуживания и возможность дальнейшего расширения.

В ОЭС Востока энергосистеме присутствуют подстанции 110 кВ, 220 кВ. Расстояние до ближайшей подстанции "Ванино", напряжением 220 кВ, 65 км.

Для дальнейшего рассмотрения принимаются две схемы: с одиночными блоками и укрупненными блоками.

### 4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

#### 4.2.1 Выбор синхронных генераторов

По выполненным ранее расчетам выбираем синхронный гидрогенератор СВ–808/130–40У4 производства НПО «ЭЛСИБ» [5].

Паспортные данные гидрогенератора СВ–808/130–40У4 представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Паспортные данные генератора СВ–808/130–40У4

Номинальная мощность, МВ·А		U <sub>Г ном</sub> ,кВ	cos φ <sub>Г,о.е.</sub>	η	Индуктивные сопротивления			
МВт	S <sub>Г ном</sub>				P <sub>Г ном</sub>	x <sub>d</sub> "	x <sub>d</sub> '	x <sub>d</sub>
	64,7	55	10,5	0,85	97,7	0,22	0,35	0,93

#### 4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схем с одиночным блоком

Нагрузка собственных нужд находится по формуле:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{Г ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi_{\text{Г}}} = \frac{55 - 55 \cdot 0,01}{0,85} = 64,06 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.1)$$

где P<sub>с.н.</sub> – активная нагрузка собственных нужд, МВт.

По каталогу ООО «Тольяттинский Трансформатор» [6] выбираем трансформатор ТДЦ–100000/220–У1. Каталожные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 — Каталожные данные трансформатора ТДЦ—100000/220—У1

$S_{\text{ном}}, \text{МВ}\cdot\text{А}$	$U_{\text{н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$	$I_{\text{х}}, \%$
	$U_{\text{вн}}$	$U_{\text{нн}}$				
100	230	11	12,5	340	102	0,65

Для оценки электрической потерь необходимо определить время максимальных потерь, используя значения максимальных нагрузок  $T_{\text{max}}$ .

Время максимальных потерь:

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

Время работы блока в течение года находим по формуле:

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

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

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

$\omega = 0,025$  — параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;

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

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{Т}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,102 \cdot 8729 = 890,36 \text{ МВт}\cdot\text{ч,} \quad (4.4)$$

где  $n_{\text{Т}}$  — количество параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{Т}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{Т ном}}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{0,340}{1} \cdot \left(\frac{64,06}{100}\right)^2 \cdot 2405 = 335,56 \text{ МВт}\cdot\text{ч.} \quad (4.5)$$

Издержки на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$I_{\text{пот}} = \beta_1 \cdot \Delta W_{\text{хх}} + \beta_2 \cdot \Delta W_{\text{н}}; \quad (4.6)$$

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

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

Подставляя необходимые значения в формулу (4.6), находим издержки на потери электрической энергии для одного трансформатора блока 220 кВ:

$$I_{\text{пот}}^{220} = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 890,36 + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 335,56 = 8,36 \text{ тыс. руб./год.}$$

Для двух трансформаторов:

$$I_{\text{пот}}^{220} = 2 \cdot 8,36 = 16,72 \text{ тыс. руб./год.}$$

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

Нагрузка собственных нужд для схемы с укрупненным блоком:

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{(P_{\Gamma \text{ ном}} - P_{\text{с.н.}})}{\cos \varphi_{\Gamma}} = 2 \cdot \frac{(55 - 55 \cdot 0,01)}{0,85} = 128,12 \text{ МВ} \cdot \text{А.} \quad (4.7)$$

По каталогу ООО «Тольяттинский Трансформатор» [6] выбираем трансформатор ТДЦ–160000/220. Каталожные данные приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ–160000/220

S <sub>ном</sub> , МВ·А	U <sub>н</sub> , кВ		U <sub>к</sub> , %	ΔP <sub>к</sub> , кВт	ΔP <sub>хх</sub> , кВт	I <sub>х</sub> , %
	U <sub>вн</sub>	U <sub>нн</sub>				
160	230	11	12,5	500	155	0,6

Потери электрической энергии оцениваются методом времени максимальных потерь, используя значения максимальных нагрузок T<sub>max</sub> и время максимальных потерь τ.

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2405 \frac{\text{ч}}{\text{год}}. \quad (4.8)$$

Время работы укрупненного блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8729 \text{ ч,} \quad (4.9)$$

где  $\mu = 1$  – частота ремонтов (текущих, средних, капитальных), 1/год;  
 $T_{\text{пл}} = 30$  – время плановых простоев блока в течение года, ч;  
 $\omega = 0,025$  – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;  
 $T_{\text{в}} = 60$  – среднее время аварийно–восстановительных ремонтов трансформатора, ч.

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{T}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 2 \cdot 0,155 \cdot 8729 = 2706 \text{ МВт} \cdot \text{ч,} \quad (4.10)$$

где  $n_{\text{T}}$  – количество параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{H}} = \frac{\Delta P_{\text{K}}}{n_{\text{T}}} \cdot \left( \frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{T ном}}} \right)^2 \cdot \tau; \quad (4.11)$$

$$\Delta W_{\text{H}} = \frac{0,500}{1} \cdot \left( \frac{128,12}{160} \right)^2 \cdot 2405 = 771,04 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Издержки на потери электрической энергии для четырех трансформатора:

$$I_{\text{пот}} = \beta_1 \cdot \Delta W_{\text{ХХ}} + \beta_2 \cdot \Delta W_{\text{H}}, \quad (4.12)$$

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

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

Подставляя необходимые значения в (4.12), находим величину издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора блока 220 кВ:

$$I_{\text{пот}}^{220} = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 2706 + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 771,04 = 23,18 \text{ тыс. руб./год}.$$

#### 4.2.4 Выбор трансформаторов собственных нужд

Вследствие того, что количество и мощность трансформаторов одинакова в обеих схемах, выбираем одинаковые трансформаторы собственных нужд.

Доля мощности, потребляемой на собственные нужды станции, составляет (1–2) % от установленной мощности станции:

$$S_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot S_{\text{уст}} = 0,01 \cdot 136 = 1360 \text{ кВ} \cdot \text{А}. \quad (4.13)$$

Согласно Технической политике «РусГидро», «... в распределительной сети до 35 кВ включительно, как правило, должны применяться трансформаторы с сухой изоляцией». Также, должно предусматриваться не менее двух независимых источников питания.

По методическим указаниям «Электрическая часть ГЭС» [7] подобраны 2 трансформатора ТСЗУ–1600/10–80УХЛ4, стоимостью каждый 1589 тыс. рублей. Каталожные данные приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Каталожные данные трансформатора ТСЗУ–1600/10–80УХЛ4

S <sub>ном</sub> , МВ·А	U <sub>н</sub> , кВ		U <sub>к</sub> , %	I <sub>хх</sub> , %
	U <sub>вн</sub>	U <sub>нн</sub>		
1,6	10,5	0,4	5,5	0,7

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

Суммарная мощность, выдаваемая в систему:

$$S_{\text{сн}} = \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos\varphi} = \frac{136 - 0,01 \cdot 136}{0,85} = 158,4 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.14)$$

Количество отходящих воздушных линий напряжением 220 кВ:

$$n_{\text{л}} = \frac{S_{\text{сн}}}{K \cdot P_{\text{нат.}} / \cos\varphi_{\text{с}}} + 1 = \frac{185,4}{(1,2 \cdot 135 / 0,85)} + 1 = 2. \quad (4.15)$$

где  $K$  – коэффициент приведения натуральной мощности ЛЭП, при напряжении 220 кВ –  $K = 1,2$ ;

$P_{\text{нат}}$  – натуральная мощность ВЛ для номинального напряжения 220 кВ, равна 135 МВт;

$\cos\varphi_{\text{с}}$  – коэффициент мощности, равный 0,85.

Рабочий ток рассчитываем по формуле:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{158,4}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,208 \text{ кА}. \quad (4.16)$$

Расчетный ток ВЛ напряжением 220 кВ равен:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_{\text{Т}} \cdot \alpha_{\text{и}} \cdot I_{\text{раб}} = 1,05 \cdot 1 \cdot 0,208 = 0,218 \text{ А}, \quad (4.17)$$

где  $\alpha_{\text{и}}$  – коэффициент, учитывающий участие потребителя в максимуме нагрузки, равный 1,05;

$\alpha_{\text{Т}}$  – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации, равный 1.

Для линии напряжением 220кВ выбираем провод марки АС–240/39.

Допустимый продолжительный ток  $I_{\text{доп}} = 0,505 \text{ кА}$ .

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{158,4}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,416 \text{ А}. \quad (4.18)$$

Должно выполняться следующее условие:

$$I_{\text{доп}} > I_{\text{п.ав}}; \quad (4.19)$$

$$0,505 \text{ кА} > 0,416 \text{ кА}.$$

Следовательно, выбранный провод удовлетворяет условию нагрева. Параметры провода АС–240/39 приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Параметры провода марки АС–240/39

Число проводов в фазе	$r_0$ Ом/км	$x_0$ Ом/км	$b_0$ См/км
1	0,118	0,435	$2,60 \cdot 10^{-4}$

#### 4.4 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчета

Рассматриваемые схемы различаются количеством силовых трансформаторов, трансформаторов собственных нужд и ячеек распределительного устройства (РУ) высшего напряжения.

Капиталовложения можно оценить по формуле:

$$K = (k + n) \cdot K_{\text{КРУЭ}} + i \cdot K_{\text{СТ}} + m \cdot K_{\text{Т.с.н.}}, \quad (4.20)$$

где  $K_{\text{Т}}$  – стоимость силового трансформаторов (66327 тыс. руб.);

$K_{\text{Т.с.н.}}$  – стоимость трансформатора собственных нужд (1200 тыс. руб.);

$K_{\text{КРУЭ}}$  – стоимость ячейки КРУЭ (принимается = 17,8 млн.руб.);

$n$  – число силовых трансформаторов;

$m$  – число трансформатора собственных нужд;

$t$  – количество ячеек КРУЭ.

Капиталовложения для схемы с одиночными блоком определяем по формуле:

$$K_1 = (2 + 2) \cdot 17800 + 2 \cdot 66327 + 3 \cdot 1200 = 207454 \text{ тыс. руб.}$$

Капиталовложения для схемы с укрупненными блоками определяем по формуле:

$$K_2 = (1 + 2) \cdot 17800 + 240000 + 3 \cdot 1200 = 297000 \text{ тыс. руб.}$$

Вариант, у которого будет наименьшее значение приведенных затрат, является наиболее экономичным.

Значение полных приведенных затрат рассчитываем по формуле:

$$Z_i = E_n \cdot K_i + I_i, \quad (4.21)$$

где  $E_n$  – нормативный коэффициент, равный 0,15.

Полные приведенные затраты для схемы с одиночным блоком:

$$Z_1 = 0,15 \cdot 207454 + 16,72 = 31135 \text{ тыс. руб.}$$

Полные приведенные затраты для схемы с укрупненными блоками:

$$Z_2 = 0,15 \cdot 297000 + 23,18 = 44573 \text{ тыс. руб.}$$

Разница между затратами для схемы с одиночным блоком и укрупненным блоком рассчитывается по формуле:

$$P = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2} \cdot 100\% = \frac{44573 - 31135}{44573} \cdot 100\% = 30,15\%. \quad (4.22)$$

Проведя сравнение полных приведенных затрат для схемы с одиночными блоками и схемы с укрупненными блоками, целесообразно принять схему с одиночными блоками.

#### **4.5 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения**

Число присоединений распределительного устройства напряжением 220 кВ равно 6. Среди них 2 воздушных линии электропередач 220 кВ и 4 блока.

При данном числе присоединений, а также для данного класса напряжения распределительного устройства выбираем вариант с одной рабочей секционированной системой шин [8]. Выбранная схема РУ – 220 кВ представлена на рисунке 4.1.

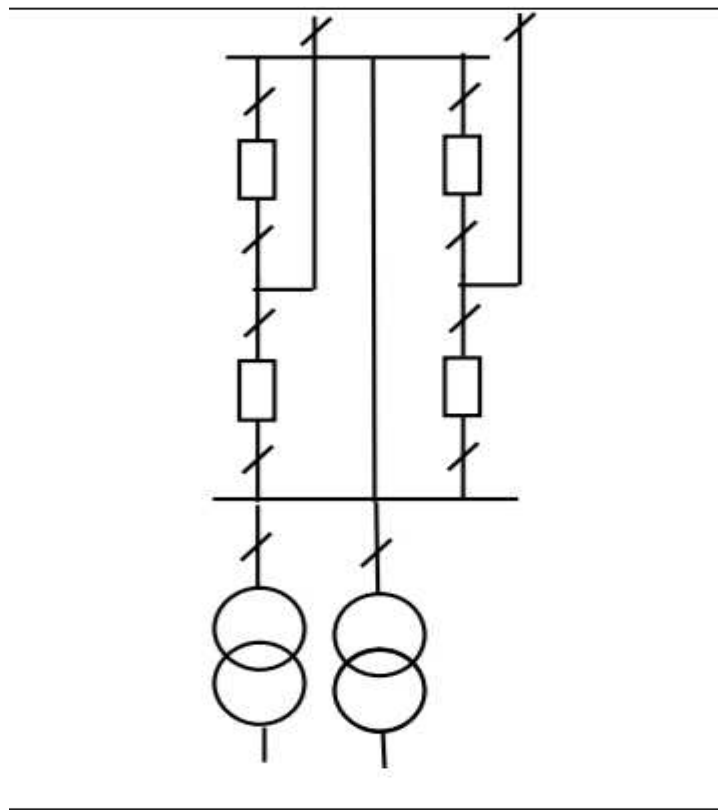


Рисунок 4.1 – Схема РУ высшего напряжения 220 кВ: Четырехугольник

## 4.6 Расчет токов трехфазного и однофазного замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin

### 4.6.1 Расчет исходных данных

Параметры гидрогенератора:

$$x_{\Gamma} = x_{d}'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,22 \cdot \frac{10,5^2}{64,7} = 0,375 \text{ Ом}; \quad (4.23)$$

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{\Gamma}}{\omega \cdot T_{\Gamma}} = \frac{0,375}{314 \cdot 0,25} = 0,0050 \text{ Ом},$$

где  $x_{d}''$  – сверхпереходное продольное сопротивление генератора;

$T_{\Gamma}$  – постоянная времени для гидрогенератора, равная 0,25 с.

Значение сверхпереходной ЭДС генератора:

$$E_{\Gamma} = E_{*}'' \cdot U_{\phi} = 1,13 \cdot 10,5 = 11,87 \text{ кВ}. \quad (4.24)$$

Индуктивное и активное сопротивление трансформатора:

$$x_{\Gamma} = \frac{U_{K\%} \cdot U_{\text{ВН}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{12,5 \cdot 230^2}{100 \cdot 100} = 66,13 \text{ Ом}; \quad (4.25)$$



$$r_T = \Delta P_K \cdot \frac{U_{ВН}^2}{S_{НОМ}^2} = 0,34 \cdot \frac{230^2}{100^2} = 1,8 \text{ Ом.} \quad (4.26)$$

Индуктивное и активное сопротивление системы:

$$x_C = \frac{U_6^2}{S_{кз}} = \frac{230^2}{150} = 352,67 \text{ Ом;} \quad (4.27)$$

$$r_C = \frac{x_C}{T_{а,с} \cdot \omega} = \frac{352,67}{0,035 \cdot 314} = 32,09 \text{ Ом.} \quad (4.28)$$

Сопротивления воздушной линии напряжением 220 кВ с энергосистемой:

$$r_L = r_{0,уд} \cdot l = 0,118 \cdot 65 = 7,67 \text{ Ом;} \quad (4.29)$$

$$x_L = x_{0,уд} \cdot l = 0,435 \cdot 65 = 28,28 \text{ Ом.} \quad (4.30)$$

ЭДС энергосистемы определяем по формуле:

$$E_C = E_{*C} \cdot U_6 = 1,0 \cdot 230 = 230 \text{ кВ.} \quad (4.31)$$

Коэффициент трансформации равен:

$$k_T = \frac{U_{НН}}{U_{ВН}} = \frac{10,5}{230} = 0,046. \quad (4.32)$$

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

На рисунках 4.2, 4.3 и 4.4 представлены исходные данные из таблиц программы «RastrWin», необходимые для расчета, а на рисунках 4.5, 4.6 и 4.7 представлены результаты расчета.

	О	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном	G_ш	B_ш	g0	b0
1	<input type="checkbox"/>			γ	1	Г1		10				
2	<input type="checkbox"/>			γ	2	Г2		10				
3	<input type="checkbox"/>			γ	4	Блок - 1		10				
4	<input type="checkbox"/>			γ	5	Блок - 2		10				
5	<input type="checkbox"/>			γ	7	ОРУ		230				
6	<input type="checkbox"/>			γ	8	Система		230				

Рисунок 4.2 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	tr0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	Кт/л	Кт/г
1	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	1	4		Г1 - Блок - 1						
2	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	2	5		Г2 - Блок - 2						
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	4	7		Блок - 1 - ОРУ	1,80	66,12				0,046
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	5	7		Блок - 2 - ОРУ	1,80	66,12				0,046
5	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	7	8		ОРУ - Система	7,67	28,28				
6	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	7	8		ОРУ - Система	7,67	28,28				
7	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	7	8		ОРУ - Система	7,67	28,28				

Рисунок 4.3 – Исходные данные по ветвям

	S	s0	N arp	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1			1		1	0,005	0,375	0,005	0,38	0,005	0,38	11,865
2			2		2	0,005	0,375	0,005	0,38	0,005	0,38	11,865
3			3		8	32,090	352,670	32,090	352,67	32,090	352,67	230,000

Рисунок 4.4 – Исходные данные по генераторам

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1
1		1	1	1ф	7			2,4139	-88,15

Рисунок 4.5 – Результат расчетов токов для однофазного КЗ

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1
1		1	1	3ф	1			18,3257	-89,23

Рисунок 4.6 – Результат расчетов токов трехфазного КЗ на генераторе

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1
1		1	1	3ф	7			4,8414	-88,15

Рисунок 4.7 – Результат расчетов токов трехфазного КЗ на КРУЭ

В таблице 4.6 приведены результаты расчетов в точках КЗ.

Таблица 4.6 – Место короткого замыкания и результаты расчета в точках КЗ

Тип КЗ	П1	I <sub>п.0</sub> , кА	i <sub>уд</sub> , кА
1ф	7	7,24	17,615
3ф	1	18,326	51,29
3ф	7	4,84	11,77

#### 4.7 Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режима

Наибольший расчетный ток генератора определяется при работе с номинальной мощностью и сниженном на 5% напряжении:

$$I_{Г,раб\ max} = 1,05 \cdot \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{Г\ ном}} = 1,05 \cdot \frac{64,7}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3,735 \text{ кА.} \quad (4.33)$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{\text{раб max(ПУВН)}} = \frac{S_{\Gamma, \text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\Gamma, \text{НОМ}}} = \frac{64,7}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,162 \text{ кА.} \quad (4.34)$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой напряжением 220кВ:

$$I_{\text{раб.max}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{158,4}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,208 \text{ кА.} \quad (4.35)$$

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

$$I_{\text{раб.утж}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{158,4}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,416 \text{ кА.} \quad (4.36)$$

#### 4.8 Выбор выключателей и разъединителей

При выборе выключателей и разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{НОМ.с}}; \quad (4.37)$$

$$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{раб,max}}; \quad (4.38)$$

$$B_{\text{к,норм}} \geq B_{\text{к,расч}}. \quad (4.39)$$

Используя каталог производителя АО ВО «Электроаппарат» [9] для генераторного напряжения выбираем элегазовый выключатель ВГГ–15–50/6300 и разъединитель РВРЗ–10/4000–МУЗ–УХЛ1. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГГ–15–50/6300	Разъединитель РВРЗ–10/4000–МУЗ–УХЛ1
$U_{\text{сети ном}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 15 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\Gamma, \text{раб}} = 3735 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 6300 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 4000 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} = 18,326 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ.откл}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{терм.ст}} = 50 \text{ кА}$
$i_{\text{у}} = 51,29 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 130 \text{ кА}$	$I_{\text{эл.дин.ст}} = 125 \text{ кА}$
$B_{\text{к,расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) = 20,15 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.НОМ}} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.НОМ}} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

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

Таблица 4.8 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

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

Выбран производимый российской компанией ООО «АСУ–ВЭИ» [10], микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС–МЗ. Предназначен для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации.

Выбран отечественный анализатор, производимый фирмой ООО «Промсвязькомплект» [11] АПКЭ–1; предназначен для автоматизации измерений и регистрации параметров качества электрической энергии в электрических сетях систем электроснабжения общего назначения переменного трехфазного и однофазного тока частотой 50 Гц и напряжением от 0,4 до 750 кВ.

Прибор автоматически контролирует основные показатели качества электроэнергии и сопоставляет с нормативными значениями, что позволяет отслеживать отклонения от нормативных параметров, а, следовательно – предотвращать аварийные ситуации и существенно сократить эксплуатационные расходы на ремонт оборудования, обеспечив его работоспособность, надежность и долговечность. Подключение к сети напряжением свыше 0,4 кВ производится через измерительный трансформатор напряжения.

#### 4.9 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбирается трансформатор тока ТШЛ–10–1. Производитель ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока» [9]. Проверка трансформатора тока ТШЛ–10–1 представлена в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Проверка трансформатора тока ТШЛ-10-1

Параметры	Расчетные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\Gamma, \text{раб}} = 3735 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОЛ–10. Производитель ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока». Параметры трансформатора напряжения ЗНОЛ–10 представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Выбор и проверка трансформатора напряжения

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

Для защиты трансформатора от перенапряжений цепи 10,5 кВ устанавливаем со стороны низшего напряжения ОПН–П1–10/10,5/10/2 УХЛ1 фирмы ЗАО «ЗЭТО» [13].

#### 4.10 Выбор параметров КРУЭ

Выбрано КРУЭ серии ЯГГ–220 производства АО ВО «Электроаппарат». Основными элементами данного распределительного устройства являются: выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения, ограничители перенапряжения, которые находятся в заземленном металлическом корпусе, заполненном элегазом. Основные паспортные данные КРУЭ ЯГГ–220 представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Паспортные данные ячейки КРУЭ ЯГГ–220

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 252 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 416 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} = 12,43 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.откл}} = 50 \text{ кА}$
$i_{\text{y}} = 17,62 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 125 \text{ кА}$

##### 4.10.1 Выбор трансформаторов тока

1. Выбран трансформатор тока ТВТ–220–I–600/5. Производитель АО группа «СВЭЛ» [8]. Параметры трансформатора тока ТВТ–220–I–600/5 представлены в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Проверка трансформатора тока ТВТ–220–I–600/5

Параметры	Расчетные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб max}} = 416 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$

## 5 Устройства релейной защиты и автоматики

Все силовое электрооборудование подстанций, электростанций 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.

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

### 5.1 Перечень защит основного оборудования

Согласно действующим «Правилам устройства электроустановок», в соответствии с мощностью генератора, принимаем к установке следующие виды защит:

- Защиты генератора СВ–808/130–40У4:
- Продольная дифференциальная защита генератора от многофазных коротких замыканий в обмотках статора генератора и на его выводах;
- Защита от замыканий на землю (100%) обмотки статора генератора;
- Защита от замыканий на землю обмотки ротора генератора;
- Защита от повышения напряжения;
- Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;
- Защита от симметричных перегрузок статора;
- Дистанционная защита от внешних коротких замыканий;
- Защита от асинхронного режима без потери возбуждения генератора;
- Защита от асинхронного режима при потере возбуждения генератора;
- Защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора.
- Защита силового трансформатора ТДЦ–100000/220–УХЛ1:
- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 220 кВ;
- Контроль изоляции высоковольтных вводов (КИВ–220)
- Резервная максимальная токовая защита;
- Защита от замыканий на землю на стороне 10,5 кВ трансформатора блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока;

- Защита от перегрева трансформатора.
- Защиты ВЛ напряжением 220кВ:
- Дифференциально–фазная высокочастотная защита (от всех видов КЗ);
- Трехступенчатая дистанционная защита (от междуфазных замыканий);
- 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю;
- Токовая отсечка (от близких междуфазных замыканий);
- УРОВ 220кВ (для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220кВ).
- Защиты трансформаторов собственных нужд ГЭС:
- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению;
- Защита от перегрузки;
- Реле тока охлаждения.

## 5.2 Расчет номинальных токов

Номинальный ток генератора определяем по формуле:

$$I_{\text{нг}}^{(1)} = \frac{P_{\text{ном}}/\cos\varphi}{\sqrt{3}\cdot U_{\text{ном}}} = \frac{55\cdot 10^3/0,85}{\sqrt{3}\cdot 10,5} = 3558 \text{ А}, \quad (5.1)$$

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

$\cos\varphi$  – коэффициент мощности генератора;

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

Номинальный ток генератора, приведенный к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{нг}}^{(2)} = \frac{I_{\text{нг}}^{(1)}\cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{тт}}} = \frac{3558\cdot 1}{4000/5} = 4,45 \text{ А}, \quad (5.2)$$

где  $I_{\text{нг}}^{(1)}$  – номинальный ток генератора, А;

$K_{\text{сх}}$  – коэффициент схемы;

$K_{\text{тт}}$  – коэффициент трансформации трансформатора тока.

По известным значениям тока ротора определяем длительно допустимый режим работы ротора:

$$I_{\text{д.д.}} = 1,1 \cdot 1200 = 1320 \text{ А}; \quad (5.3)$$

Выбираем систему возбуждения:

Таблица 5.1 – Данные системы возбуждения

Тип системы возбуждения	Ток (длит/форс), А	Напряжение (длит/форс), В
СТС–320–1400–2,5 УХЛ4	1400/2340	320/490

После выбора системы возбуждения, по каталожным данным определяем выпрямительный трансформатор.

Таблица 5.2 – Данные преобразовательного трансформатора

Тип	Мощность сетевой обмотки, кВ·А	Номинальные напряжения обмоток			Ток преоб-ля, А
		Сетевой, кВ	Вентильной, В	Преобразователя, В	
ТСЗП–1600/10–М–У3	1482	10,5	655	825	1600

Проверяем выбранный трансформатор на перегрузочную способность, для этого определим кратность перегрузки трансформатора при протекании через него тока форсировки:

$$k_{\text{пер}} = \frac{I_{\phi} \cdot k_{\text{сх}}}{I_{\text{н TE}}}, \quad (5.4)$$

где  $I_{\phi}$  – ток форсировки, равный 2340 А;

$k_{\text{сх}}$  – коэффициент схемы, равный 0,816;

$I_{\text{н TE}}$  – номинальный ток, протекающий через выпрямительный трансформатор, 1306 А.

$$k_{\text{пер}} = \frac{2340 \cdot 0,816}{1306} = 1,46.$$

По данным по перегрузки тока и времени длительности перегрузки, приведенным в таблице 5.3, видно, что посчитанную перегрузку допустимо удерживать около 24 минут.

Таблица 5.3 – Допустимые длительности перегрузки по току

Перегрузка по току, %	20	30	40	50	60
Длительность, мин	60	45	32	18	5

Номинальный ток выпрямительного трансформатора:

$$I_{\text{Т.НОМ}}^{(1)} = \frac{S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}; \quad (5.5)$$

$$I_{\text{Т.НОМ}}^{(1)} = \frac{1482}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 81 \text{ А.}$$

Базовый ток для цепи с выпрямительным трансформатором:



$$I_{\text{Т.НОМ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{Т.НОМ}}^{(1)}}{K_{\text{ТТ}}}; \quad (5.6)$$

$$I_{\text{Т.НОМ}}^{(2)} = \frac{81}{200/5} = 2,03 \text{ А};$$

Базовый ток для цепи ротора:

$$I_{\text{р.НОМ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{р.НОМ}}^{(1)} \cdot k_{\text{СХ}}}{k_{\text{ТТ}} \cdot k_{\text{ТП}}}, \quad (5.7)$$

где  $k_{\text{СХ}}$  – коэффициент схемы трехфазного шестипульсного выпрямления, определяющий отношение эффективного значения фазного тока на стороне переменного тока преобразователя к среднему значению выпрямленного тока, 0,816;

$I_{\text{р.НОМ}}^{(1)}$  – номинальный ток ротора, паспортное значение, 1200 А;

$k_{\text{ТТ}}$  – коэффициент трансформации трансформатора тока, 200/5;

$k_{\text{ТП}}$  – коэффициент трансформации преобразовательного трансформатора, 10,5/0,655.

$$I_{\text{р.НОМ}}^{(2)} = \frac{1200 \cdot 0,816}{\frac{200}{5} \cdot 0,655} = 1,53 \text{ А}.$$

Длительно допустимый ток ротора:

$$I_{\text{д.д.рот.}}^{(2)} = \frac{1320 \cdot 0,816}{\frac{200}{5} \cdot 0,655} = 1,68 \text{ А}.$$

### 5.3 Описание защит и расчет их уставок

#### 5.3.1 Расчёт уставок МТЗ и ТО преобразовательного трансформатора

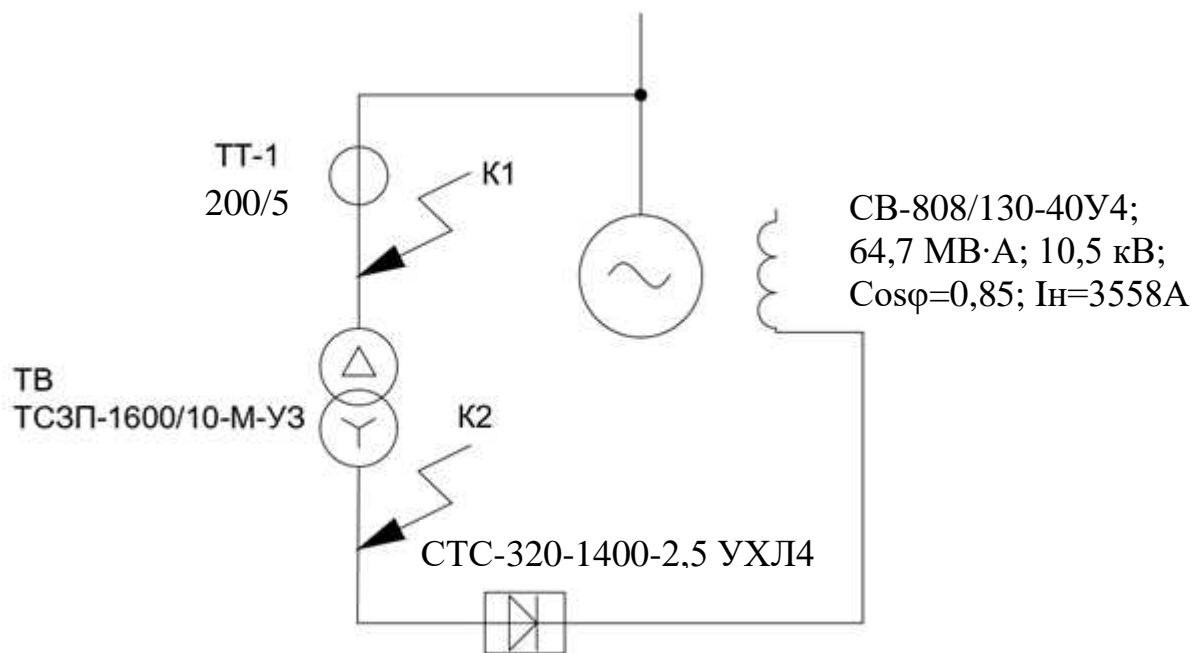


Рисунок 5.1 – Схема для расчета защит преобразовательного трансформатора

Определяем токи короткого замыкания из следующих соотношений: ток трёхфазного короткого замыкания перед трансформатором на холостом ходу синхронного генератора (точка K1):

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{E_{Г''}}{x_{d''}} \cdot I_{Г\text{ ном}}; \quad (5.8)$$

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{1,08}{0,22} \cdot 3558 = 17467 \text{ А.}$$

Ток двухфазного КЗ в точке K1 на холостом ходу генератора:

$$I_{K1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K1}^{(3)}; \quad (5.9)$$

$$I_{K1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 17467 = 15127 \text{ А.}$$

Максимальное значение тока трёхфазного КЗ за трансформатором (точка K2), протекающего по стороне генераторного напряжения:

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{I_{Т.НОМ}^{(1)}}{u_{k\%}} \cdot 100\%; \quad (5.10)$$

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{81}{4,8} \cdot 100\% = 1688 \text{ А.}$$

Ток двухфазного КЗ в точке К2:

$$I_{K2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K2}^{(3)}; \quad (5.11)$$

$$I_{K2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1688 = 1462 \text{ А.}$$

Уставка МТЗ по току отстраивается от максимального значения тока форсировки возбуждения, за которое целесообразно принять 1,8–кратное значение номинального тока тиристорного возбудителя. Чувствительность МТЗ, определяемая как отношение тока двухфазного КЗ за трансформатором к току уставки, должна быть не ниже 1,5. Расчет проводится в следующей последовательности:

Определяем минимальное значение тока уставки реле МТЗ:

$$I_{\text{МТЗ}} = \frac{k_{\text{н}} \cdot k_{\text{ф}} \cdot k_{\text{сх}} \cdot I_{\text{р ном}}}{k_{\text{в}} \cdot k_{\text{тт}} \cdot k_{\text{тп}}}, \quad (5.12)$$

где  $k_{\text{н}}$  – коэффициент надежности, 1,2;

$k_{\text{ф}}$  – коэффициент форсировки, 1,8;

$k_{\text{сх}}$  – коэффициент схемы трехфазного шестипульсного выпрямления, определяющий отношение эффективного значения фазного тока на стороне переменного тока преобразователя к среднему значению выпрямленного тока, 0,816;

$I_{\text{р ном}}$  – номинальное значение выпрямленного тока тиристорного возбудителя (паспортное значение), 1200 А;

$k_{\text{в}}$  – минимально допустимое значение коэффициента возврата токового реле, 0,8;

$k_{\text{тт}}$  – коэффициент трансформации трансформатора тока, 200/5;

$k_{\text{тп}}$  – коэффициент трансформации преобразовательного трансформатора, 10,5/0,655.

$$I_{\text{МТЗ}} = \frac{1,2 \cdot 1,8 \cdot 0,816 \cdot 1200}{0,8 \cdot \frac{200}{5} \cdot \frac{10,5}{0,655}} = 4,12 \text{ А.}$$

Далее приводим его в относительные единицы:

$$I_{\text{МТЗ}}^* = \frac{I_{\text{МТЗ}}}{I_{\text{т.ном}}^{(2)}}; \quad (5.13)$$

$$I_{\text{MTЗ}}^* = \frac{4,12}{2,03} = 2,03 \text{ о. е.}$$

Таким образом, принимаем уставку срабатывания МТЗ:

$$I_{\text{ср.МТЗ}}^* = 2,03 \text{ о.е.}$$

Определяем чувствительность защиты, коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч.МТЗ}} = \frac{I_{\text{К2}}^{(2)}}{k_{\text{тт}} \cdot I_{\text{МТЗ}}}; \quad (5.14)$$

$$k_{\text{ч.МТЗ}} = \frac{1462}{\frac{200}{5} \cdot 4,12} = 8,87 > 1,5.$$

Выдержка времени МТЗ отстраивается от времени перегорания предохранителей тиристорных преобразователей и составляет:

$$t_{\text{МТЗ}} = 0,4 \text{ с.}$$

Уставка ТО отстраивается от максимального значения тока трехфазного КЗ на стороне вентильной обмотки ТП, при этом отсечка не должна реагировать на бросок тока намагничивания, достигающего пятикратного значения номинального. Чувствительность отсечки, определяемая как отношение минимального тока КЗ на стороне генераторного напряжения к току уставки, должна быть не менее 2.

Определяем минимальное значение тока уставки ТО:

$$I_{\text{ТО}} = \frac{k_{\text{н}} \cdot I_{\text{К2}}^{(3)}}{k_{\text{тт}}}, \quad (5.15)$$

где  $k_{\text{н}}$  - минимальное значение коэффициента надежности для ТО (1,4).

$$I_{\text{ТО}} = \frac{1,4 \cdot 1688}{200/5} = 59,08 \text{ А.}$$

Определяется максимальное значение тока намагничивания:

$$I_{\text{МГ}} = \frac{5 \cdot I_{\text{т.НОМ}}^{(1)}}{k_{\text{тт}}}; \quad (5.16)$$

$$I_{\text{МГ}} = \frac{5 \cdot 81}{200/5} = 10,13 \text{ А.}$$

Уставка реле ТО принимается равной или больше максимального из двух полученных значений. Следовательно, уставка равна:

$$I_{\text{ср.ТО}} = 59,08 \text{ А.}$$

Далее приводим её в относительные единицы:

$$I_{\text{ср.ТО}}^* = \frac{I_{\text{ср.ТО}}}{I_{\text{Т.НОМ}}^{(2)}}; \quad (5.17)$$

$$I_{\text{ср.ТО}}^* = \frac{59,08}{2,03} = 29,1 \text{ о. е.}$$

Определяем коэффициент чувствительности ТО:

$$k_{\text{ч.ТО}} = \frac{I_{\text{К1}}^{(2)}}{k_{\text{ТТ}} \cdot I_{\text{ср.ТО}}}; \quad (5.18)$$

$$k_{\text{ч.ТО}} = \frac{15127}{200/5 \cdot 59,08} = 6,40 > 2.$$

### 5.3.2 Продольная дифференциальная защита (ДГ)

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной защитой от междуфазных коротких замыканий в обмотке генератора и на его выводах.

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

Номинальный ток генератора:  $I_{\text{Г}}^{(1)} = 3558 \text{ А.}$

Коэффициент трансформации трансформаторов тока:  $k_{\text{ТТ}} = 4000/5 \text{ А.}$

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

$$I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{Г}}^{(1)}, \quad (5.19)$$

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

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

$$I_{\text{НБ(Н)}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 3558 = 177,9 \text{ А.}$$

Уставка начального тока срабатывания дифференциальной защиты генератора по первому условию:

$$I_{CP.0} \geq K_H \cdot I_{НБ(Н)}, \quad (5.20)$$

где  $K_H = 2$  – коэффициент надежности;

$$I_{CP.0} \geq K_H \cdot I_{НБ(Н)} = 2 \cdot 177,9 = 355,8 \text{ А.}$$

Необходимо выполнить расчет установки начального тока срабатывания дифференциальной защиты генератора с учетом отстройки защиты от тока трехфазного короткого замыкания на стороне НН выпрямительного трансформатора:

$$I_{CP.0} \geq I_{K2}^{(3)} \cdot K_H, \quad (5.21)$$

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

$$I_{CP.0} \geq 1688 \cdot 1,1 = 1856,8 \text{ А.}$$

Исходя из двух условий, необходимо выбрать наибольшее по значению. Следовательно, уставка начального тока срабатывания принимается по второму условию:

$$I_{CP.0} \geq 1856,8 \text{ А;}$$

$$I_{CP.0}^{(2)} \geq \frac{I_{CP.0}}{k_{ТТ}}; \quad (5.22)$$

$$I_{CP.0}^{(2)} \geq \frac{1856,8}{4000/5} = 2,32 \text{ А.}$$

Уставка начального тока срабатывания в относительных единицах:

$$I_{CP.0}^* \geq \frac{I_{CP.0}^{(2)}}{I_{Г}^{(2)}},$$

где  $I_{Г}^{(2)} = 4,45 \text{ А}$  – номинальный ток генераторного напряжения, приведённый к низшей стороне трансформатора тока.

$$I_{CP.0}^* \geq \frac{2,32}{4,45} = 0,52 \text{ о. е.}$$

Принимаем эту уставку кратной 0,05 о.е., следовательно:

$$I_{CP.0}^* = 0,55 \text{ о. е.}$$

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{НБ(max)} = K_{АП} \cdot f_i \cdot K_{ОДН} \cdot I_{СКВ.max}, \quad (5.23)$$

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

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

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

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

$$I_{СКВ.max} = \frac{E_q''}{x_d''} \cdot I_{Г}^{(1)}, \quad (5.24)$$

где  $E_q''$  - сверхпереходная ЭДС генератора по поперечной оси при номинальных условиях, о.е.

$$E_q'' = \sqrt{(\cos\varphi_{Г})^2 + (\sin\varphi_{Г} + x_d'')^2}, \quad (5.25)$$

где  $\sin\varphi_{Г} = \sqrt{1 - (\cos\varphi_{Г})^2} = 0,53$ .

$$E_q'' = \sqrt{(\cos\varphi_{Г})^2 + (\sin\varphi_{Г} + x_d'')^2} = \sqrt{(0,85)^2 + (0,53 + 0,22)^2} = 1,13 \text{ о. е.};$$

$$I_{СКВ.max} = \frac{1,13}{0,22} \cdot 3558 = 18299 \text{ А};$$

$$I_{НБ(max)} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 18299 = 1830 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{НБ(max)} \cdot K_{отс}}{I_T}, \quad (5.26)$$

где  $K_{отс} = 2$  – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность защиты, приближенность расчета токов КЗ и необходимый запас;

$I_T$  – ток торможения в рассматриваемом режиме.

$$I_T = \sqrt{I_{СКВ.max} \cdot (I_{СКВ.max} - I_{НБ(max)}) \cdot \cos\alpha}, \quad (5.27)$$

где  $\alpha = 10^\circ \div 20^\circ$  – угол между векторами токов плеч защиты.

$$I_T = \sqrt{18299 \cdot (18299 - 1830) \cdot \cos 15^\circ} = 17062 \text{ А};$$

$$K_T > \frac{1830 \cdot 2}{17062} = 0,21.$$

Согласно указаниям завода–изготовителя МПЗ НПП ЭКРА принимаем уставку  $K_T = 0,5$ .

3) Уставка начального торможения:

$$I_{НТ} = \frac{I_{СР.0}^*}{K_T}; \quad (5.28)$$

$$I_{НТ} = \frac{0,55}{0,5} = 1,1 \text{ о. е.}$$

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

$$B \geq I_{НТ}; \quad (5.29)$$

$$B \geq 1,1 \text{ о. е.}$$

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

На рисунке 5.2 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.



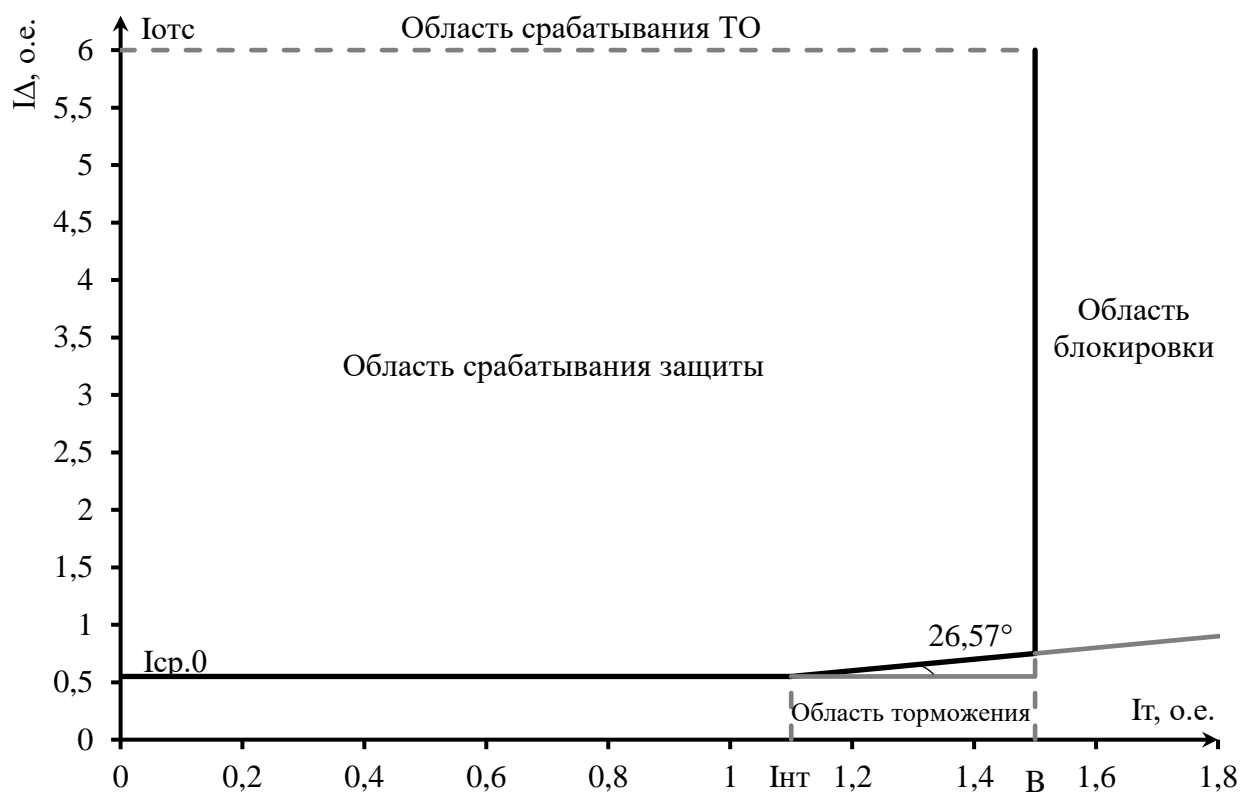


Рисунок 5.2 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

5) Для обеспечения надежной работы при больших токах короткого замыкания в зоне действия, предусматривается дифференциальная токовая отсечка.

$$I_{отс} = k_{отс} \cdot I_{\Gamma}^{(1)}, \quad (5.30)$$

где  $k_{отс} = 6$  – коэффициент отстройки.

Принимаем уставку срабатывания ТО:

$$I_{отс} = 6 \cdot I_{\Gamma}^{(1)} = 6 \cdot 3558 = 21348 \text{ А.}$$

Уставка органа отсечки приведённая к низшей стороне т.т.:

$$I_{отс}^{(2)} = \frac{21348}{4000/5} = 26,69 \text{ А.} \quad (5.31)$$

В относительных единицах:

$$I_{отс}^* = \frac{26,69}{4,45} = 6,00 \text{ о. е.} \quad (5.32)$$

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

### 5.3.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора ( $U_n$ ( $U_0$ ))

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

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

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

Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора представлена на рисунке 5.3.

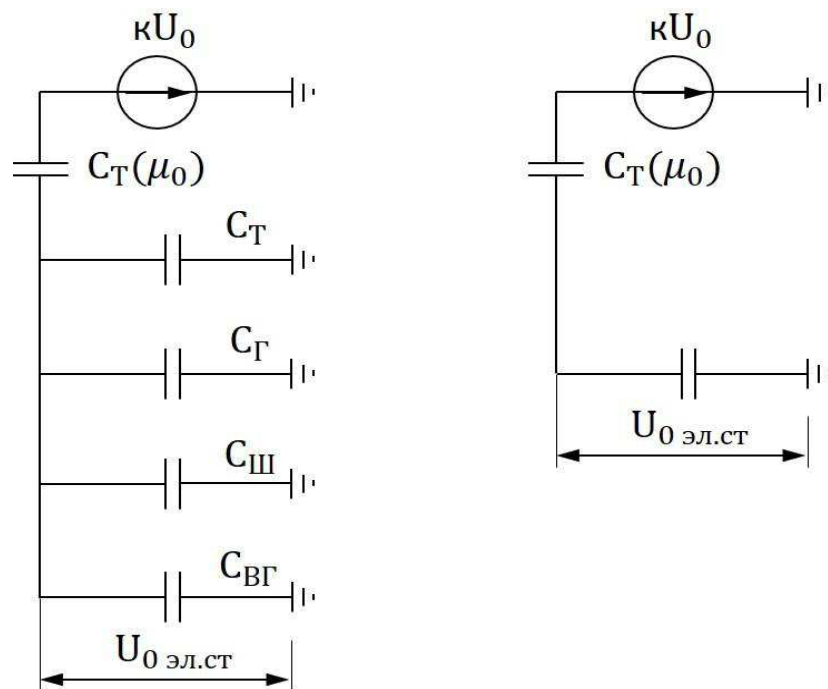


Рисунок 5.3 – Схема замещения для определения напряжения  $U_0$  эл.ст.

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_{\Gamma} + C_{\text{Ш}} + C_{\text{ВГ}}, \quad (5.33)$$

где  $C_{\Gamma}$  – ёмкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;  
 $C_T$  – ёмкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;  
 $C_{\text{Ш}}$  – ёмкость шинпровода по отношению к земле;  
 $C_{\text{ВГ}}$  – ёмкость генераторного комплекса 10,5 кВ.

$$C_{\Sigma} = 0,007 + 0,7 + 0,008 + 0,25 = 0,965 \text{ мкФ/фазу.}$$

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

$$U_{0 \text{ Эл.ст}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}}, \quad (5.34)$$

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

$C_T(\mu_0)$  – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора,  $C_T(\mu_0) = 0,012$ ;

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{НОМ.ВН}}}{\sqrt{3}}, \quad (5.35)$$

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{230}{\sqrt{3}} = 44,264 \text{ кВ};$$

$$U_{0 \text{ Эл.ст}} = 0,5 \cdot 44,264 \cdot 10^3 \cdot \frac{0,012}{0,012 + 0,965} = 271,83 \text{ В.}$$

Суммарный емкостной ток сети 10,5 кВ:

$$I_C = \sqrt{3} \cdot U_L \cdot \omega \cdot C_{\Sigma}, \quad (5.36)$$

где  $U_L$  – линейное напряжение генератора, кВ;

$\omega$  – циклическая частота,  $\omega = 2 \cdot \pi \cdot f = 314 \text{ рад/с.}$

$$I_C = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 314 \cdot 0,965 = 5,51 \text{ А.}$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{CP} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3U_0 \text{эл.ст}}{K_{TH}}, \quad (5.37)$$

где  $K_H = 1,3$  – коэффициент надежности;  
 $K_{TH}$  – коэффициент трансформации ТН;  
 $K_B = 0,9$  – коэффициент возврата.

$$U_{CP} \geq \frac{1,3}{0,9} \cdot \frac{3 \cdot 271,83}{10,5/\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}} = 6,48 \text{ В.}$$

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

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

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

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

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

$$X = \frac{1}{K_T + 2}; \quad (5.38)$$

$$X = \frac{1}{1,2 + 2} = 0,313.$$

При  $K_T = 1,2$  орган  $U_{03}$  работает селективно и защищает 31,3 % обмотки статора со стороны нейтрали.

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

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

1) Первая ступень защиты  $U1>$  предназначена для защиты от повышения напряжения статора в режиме холостого хода

Уставка  $U1>$  рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_{ном.г}}{K_{TH}}, \quad (5.39)$$

где  $U_{\text{ном.г}}$  – номинальное напряжение статора генератора;  
 $K_{\text{ТН}}$  – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

$$U_{\text{СП1}} = \frac{1,2 \cdot 10500}{10500/100} = 120 \text{ В.}$$

2) Вторая ступень защиты  $U2>$  предназначена для защиты от повышения напряжения статора гидрогенераторов в режимах резкого сброса нагрузки.

Уставка защиты  $U2>$  рассчитывается:

$$U_{\text{СП2}} = \frac{1,4 \cdot U_{\text{ном.г.}}}{K_{\text{ТН}}}; \quad (5.40)$$

$$U_{\text{СП2}} = \frac{1,4 \cdot 10500}{10500/100} = 140 \text{ В.}$$

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора и на стороне 220 кВ принимается минимальной и равной  $0,09 \cdot I_{\text{Н}}$ .

Защита действует на отключение выключателя генератора, гашение полей.

Выдержку времени срабатывания первой ступени защиты принимаем равной 1 с, второй ступени 0,5 с.

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

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

Защита реагирует на относительный ток обратной последовательности  $I_2^*$ :

$$I_2^* = \frac{I_2}{I_{\text{Г}}^{(1)}}; \quad (5.41)$$

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

$I_{\text{Г}}^{(1)}$  – номинальный ток генератора в первичной цепи.

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{(I_2^*)^2}, \quad (5.42)$$

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

Защита включает в себя следующие 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). Согласно указаниям завода–изготовителя МП–защит НПП ЭКРА ток срабатывания сигнального органа должен быть не выше длительно допустимого тока обратной последовательности для защищаемого генератора. Так как отсутствуют данные допустимого тока обратной последовательности в обмотках генератора в расчете принимаем требования ПТЭ к допустимому уровню тока обратной последовательности. Для генераторов с косвенным охлаждением обмоток ток обратной последовательности не должен превышать 14% от номинального тока генератора в первичной цепи.

Принимаем уставку сигнального органа:

$$I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot I_{\Gamma}^{(1)}; \quad (5.43)$$

$$I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot 3558 = 249,06 \text{ А.}$$

Уставка сигнального органа приведённая к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{2\text{СИГН}}^{(2)} = \frac{I_{2\text{СИГН}}}{K_{\text{ТТ}}}; \quad (5.44)$$

$$I_{2\text{СИГН}}^{(2)} = \frac{249,06}{4000/5} = 0,31 \text{ А.}$$

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 условии, что допустимый ток обратной последовательности  $I_{*2} = 0,14$  о. е. – произведем расчет допустимой длительности несимметричного режима при неизменном значении тока  $I_2$ :

$$t_{\text{ДОП}} = \frac{30}{0,14^2} = 1531 \text{ с.}$$

Уставку пускового органа выбираем по условию надёжного пуска интегрального органа при  $t_{\text{МАКС}}$ :

$$I_{2\text{ПУСК}}^* = \frac{I_2^*}{K_H}, \quad (5.45)$$

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

$$I_{2\text{ПУСК}}^* = \frac{0,14}{1,2} = 0,12 \text{ о. е.}$$

При выбранном значении уставки пускового тока время максимальной длительности перегрузки оставляем равным  $T_{\text{макс}} = 1531$  сек. , при этом расчетная длительность перегрузки может быть увеличена:

$$t_{\text{max}} = \frac{A}{(I_{2\text{ПУСК}}^*)^2}; \quad (5.46)$$

$$t_{\text{max}} = \frac{30}{0,12^2} \approx 2083 \text{ с.}$$

По указаниям завода-изготовителя МПЗ НПП ЭКРА минимальное время срабатывания защиты принимаем:

$$t_{\text{min}} = 0,5 \text{ с};$$

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

$$t_{\text{CP}} = \frac{A}{(I_2^*)^2}; \quad (5.47)$$

$$A = 30 = (I_2^*)^2 \cdot t_{\text{CP}}. \quad (5.48)$$

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

Таблица 5.4 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности $I_2/I_n$ , о.е	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,12
Длительность, с	30	83	120	188	333	750	1531

Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ ) представлена на рисунке 5.4.

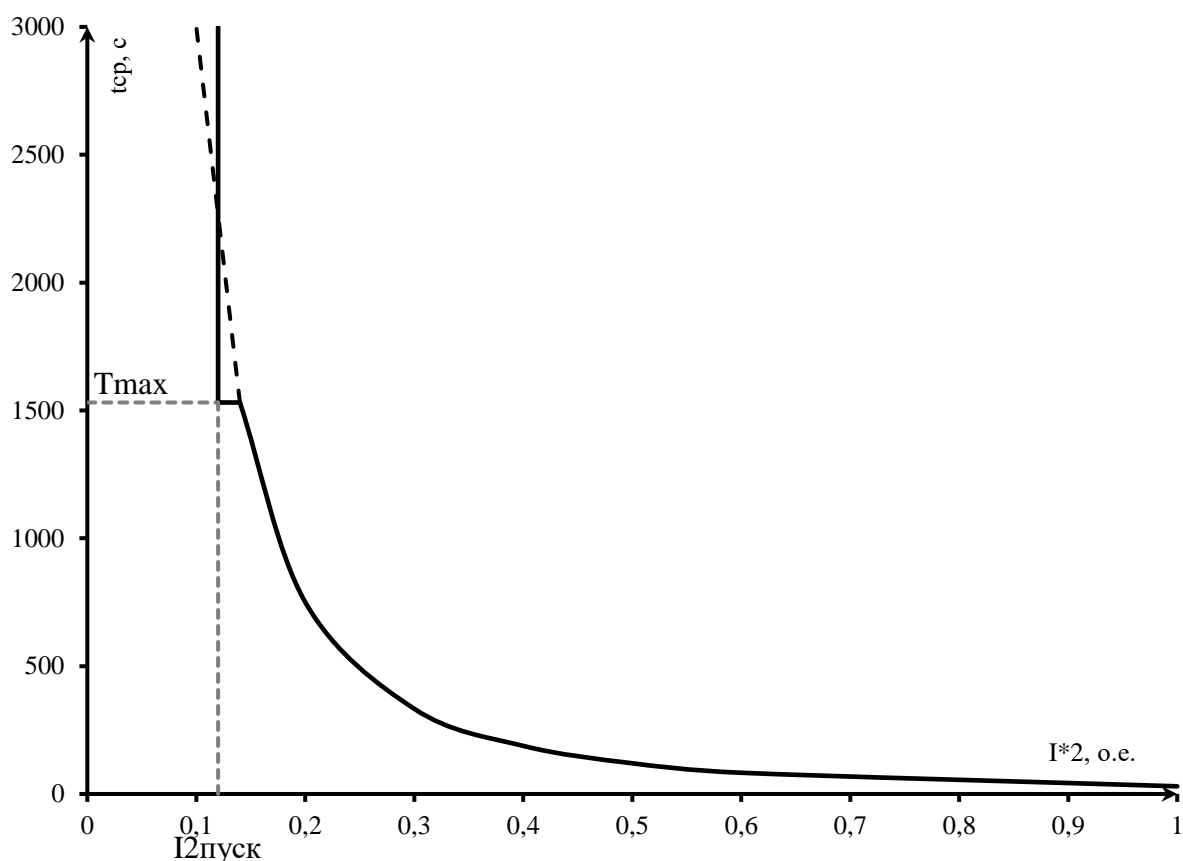


Рисунок 5.4 – Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем:  $t_{\text{МИН.}} = 0,5 \text{ с}$ ,  $t_{\text{МАКС.}} = 1531 \text{ с}$ . Интегральный орган имитирует процесс нагрева ротора генератора по линейному закону и процесс охлаждения ротора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. Интегральный орган действует на отключение выключателя генератора, гашение полей. При этом промежуток времени, за который перегрев генератора снижается от максимально допустимой величины до 0,135 от этой величины, условно называется временем «полного охлаждения» ( $T_{\text{охл}}$ ). Этот параметр выставляется согласно указаниям завода-изготовителя

$$T_{\text{охл}} = \frac{A}{(I_{2 \text{ дл. доп.}}^*)^2}, \quad (5.49)$$

где  $I_{2 \text{ дл. доп.}}^*$  – длительно допустимый ток обратной последовательности, о.е., ( $I_{2 \text{ дл. доп.}}^* = I_2^* = 0,14 \text{ о. е.}$ ).

В нашем случае уставка времени полного охлаждения будет равна 1531 сек.



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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

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

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

$$I_{2C.3}^* \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^{(2)}}{K_{\text{ч}}}; \quad (5.50)$$

Произведем расчёт короткого замыкания в относительных единицах:

$$S_{\text{баз.}} = 100 \text{ МВА};$$

$$U_{\text{баз.1}} = 10,5 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{баз.2}} = 230 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{баз.1}} = \frac{S_{\text{баз.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз.1}}}; \quad (5.51)$$

$$I_{\text{баз.1}} = \frac{100 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5499 \text{ А};$$

$$I_{\text{баз.2}} = \frac{S_{\text{баз.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз.2}}}; \quad (5.52)$$

$$I_{\text{баз.2}} = \frac{100 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 230} = 251,02 \text{ А};$$

$$X_{\text{ген.баз.}}^* = X_d'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \frac{S_{\text{баз.}}}{U_{\text{баз.1}}^2}; \quad (5.53)$$

$$X_{\text{ген.баз.}}^* = 0,22 \cdot \frac{10,5^2}{64,7} \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,340 \text{ о. е.};$$

$$X_{\text{тр-ра.баз.}}^* = \frac{U_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \frac{S_{\text{баз.}}}{U_{\text{баз.2}}^2}; \quad (5.54)$$

$$X_{\text{тр-ра.баз.}}^* = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{230^2}{100} \cdot \frac{100}{230^2} = 0,115 \text{ о. е.};$$

$$X_{2 \text{ баз.}}^* = X_2 \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \frac{S_{\text{баз.}}}{U_{\text{баз.1}}^2}; \quad (5.55)$$

$$X_{2 \text{ баз.}}^* = 0,23 \cdot \frac{10,5^2}{64,7} \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,355 \text{ о. е.};$$

$$I_{\text{к.з.о.п.}}^{*(2)} = \frac{E^*}{(X_{\text{ген.баз.}}^* + X_{\text{тр-ра.баз.}}^*) + (X_{2 \text{ баз.}}^* + X_{\text{тр-ра.баз.}}^*)}; \quad (5.56)$$

$$I_{\text{к.з.о.п.}}^{*(2)} = \frac{1}{(0,340 + 0,115) + (0,355 + 0,115)} = 1,081 \text{ о. е.};$$

Переведем в именованные единицы:

$$I_{\text{к.з.о.п.}}^{(2) \text{ н.н.}} = I_{\text{к.з.о.п.}}^{*(2)} \cdot I_{\text{баз.1}}; \quad (5.57)$$

$$I_{\text{к.з.о.п.}}^{(2) \text{ н.н.}} = 1,081 \cdot 5499 = 5944 \text{ А};$$

Далее приведём ток к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{2 \text{ к.з.о.п.}}^{(2) \text{ н.н.}} = \frac{I_{\text{к.з.о.п.}}^{(2) \text{ н.н.}}}{k_{\text{тт}}}; \quad (5.58)$$

$$I_{2 \text{ к.з.о.п.}}^{(2) \text{ н.н.}} = \frac{5944}{4000/5} = 7,431 \text{ А};$$

В соответствии с указаниями завода-изготовителя при проектировании принимаем уставку отсечки из диапазона  $(0,5 - 0,8) \cdot I_{\text{r}}^{(2)}$ . При этом коэффициент чувствительности  $K_{\text{ч}} > 1,2$ . Принимаем уставку  $0,55 \cdot I_{\text{r}}^{(2)}$ , т.е, 0,55 о.е.:

$$I_{2 \text{ с.з.}} = 0,55 \cdot 4,45 = 2,448 \text{ А.}$$

Далее проводим проверку по коэффициенту чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{2 \text{ с.з.}}}{I_{2 \text{ к.з.о.п.}}^{(2) \text{ н.н.}}} \geq 1,2; \quad (5.59)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{7,431}{2,448} = 3,04 > 1,2.$$

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  $I_{2 \text{ с.з.}} = 0,55 \text{ о. е.}$

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

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

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{1 \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{\Gamma}^{(1)}}{K_B}, \quad (5.60)$$

где  $K_H = 1,05$  – коэффициент надежности;  
 $K_B = 0,98$  – коэффициент возврата.

$$I_{1 \text{ СИГН.}} = \frac{1,05 \cdot 3558}{0,98} = 3812,14 \text{ А.}$$

Уставка сигнального органа приведённая к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{1 \text{ СИГН.}}^{(2)} = \frac{I_{1 \text{ СИГН.}}}{k_{\text{ТТ}}}, \quad (5.61)$$

$$I_{1 \text{ СИГН.}}^{(2)} = \frac{3812,14}{4000/5} = 4,77 \text{ А.}$$

В относительных единицах:

$$I_{1 \text{ СИГН.}}^* = \frac{I_{1 \text{ СИГН.}}^{(2)}}{I_{\Gamma}^{(2)}}, \quad (5.62)$$

$$I_{1 \text{ СИГН.}}^* = \frac{4,77}{4,45} = 1,07 \text{ о. е.}$$

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

Уставка пускового органа:

$$I_{1 \text{ ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_{\Gamma}^{(1)}}{0,98}; \quad (5.63)$$

$$I_{1 \text{ ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot 3558}{0,98} = 3921,06 \text{ А.}$$

Уставка пускового органа приведённая к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{1 \text{ ПУСК}}^{(2)} = \frac{I_{1 \text{ ПУСК}}}{k_{\text{ТТ}}}; \quad (5.64)$$

$$I_{1 \text{ ПУСК}}^{(2)} = \frac{3921,06}{4000/5} = 4,90 \text{ А.}$$

В относительных единицах:

$$I_{1 \text{ ПУСК}}^* = \frac{I_{1 \text{ ПУСК}}^{(2)}}{I_{\Gamma}^{(2)}}; \quad (5.65)$$

$$I_{1 \text{ ПУСК}}^* = \frac{4,90}{4,45} = 1,10 \text{ о. е.}$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

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

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

<b>Кратность перегрузки <math>I/I_{\text{H}}</math>, о.е.</b>	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
<b>Длительность перегрузки, с</b>	3600	1200	450	340	280	160	80	5	5

Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок ( $I_1$ ) представлена на рисунке 5.5.

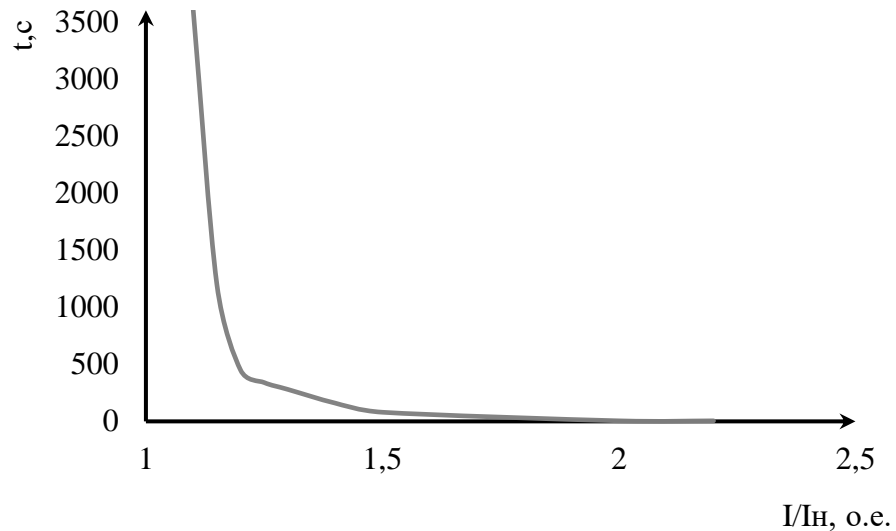


Рисунок 5.5 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок  $I_1$

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{1\text{OTS}} = \frac{1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0,98} = \frac{1,5 \cdot 3558}{0,98} = 5446 \text{ А.} \quad (5.66)$$

Уставка органа отсечки приведённая к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{1\text{ТО}}^{(2)} = \frac{I_{1\text{ТО}}}{k_{\text{ТТ}}}; \quad (5.67)$$

$$I_{1\text{ТО}}^{(2)} = \frac{5446}{4000/5} = 6,81 \text{ А.}$$

В относительных единицах:

$$I_{1\text{ТО}}^* = \frac{I_{1\text{ТО}}^{(2)}}{I_{\Gamma}^{(2)}}; \quad (5.68)$$

$$I_{1\text{ТО}}^* = \frac{6,81}{4,45} = 1,53 \text{ о. е.}$$

Чувствительность защиты проверяется при трехфазном КЗ на шинах ВН блока в установившемся режиме короткого замыкания:

$$I_{к.з.}^{*(3)} = \frac{E^*}{X_{ген.баз.}^* + X_{тр-ра.баз.}^*}; \quad (5.69)$$

$$I_{к.з.}^{*(3)} = \frac{1}{0,340+0,115} = 2,2 \text{ о. е.}$$

$$K_{ч} = \frac{I_{к.з.}^{*(3)}}{I_{1\text{ГО}}^*} \geq 1,2; \quad (5.70)$$

$$K_{ч} = \frac{2,2}{1,53} = 1,44 > 1,2.$$

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

$$U_{СР} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_{В} \cdot n_{Т}} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 105,0} = 66,02 \text{ В.} \quad (5.71)$$

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

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

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

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

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:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_{Т} + \frac{0,8}{K_{Т}} \cdot Z'_{1Л}; \quad (5.72)$$

где  $K_{Т}$  – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

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

$$Z_T = \frac{0,115 \cdot 230^2}{100} = 60,84 \text{ Ом.}$$

$$Z_{1Л} = \sqrt{r^2 + x^2} = \sqrt{(7,67)^2 + (28,28)^2} = 29,30 \text{ Ом;}$$

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot 60,84 + \frac{0,8}{2} \cdot 29,30 = 60,39 \text{ Ом.}$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_1^* \leq 0,8 \cdot 0,115 \cdot \frac{64,7}{100} + \frac{0,8}{2} \cdot \frac{64,7}{230^2} \cdot 29,30 = 0,074 \text{ о. е.}$$

$Z_1$  в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_1^* \cdot Z_{баз.}, \quad (5.73)$$

где  $Z_{баз} = \frac{U_{ном.г}^2}{S_{ном}} = \frac{10,5^2}{64,7} = 1,7 \text{ Ом.}$

$$Z_1 = 0,074 \cdot 1,7 = 0,126 \text{ Ом.}$$

Уставка будет равна:

$$Z_{1СЗ} = Z_1 \cdot \frac{K_{ТТ}}{K_{ТН}}; \quad (5.74)$$

$$Z_{1СЗ} = 0,126 \cdot \frac{\frac{4000}{5}}{\frac{10500}{100}} = 0,96 \text{ Ом.}$$

Принимаем уставку  $Z_{1СЗ} = 0,96 \text{ Ом.}$

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

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

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

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ.Г}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\Gamma}^{(1)}}, \quad (5.75)$$

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 3558} = 1,7 \text{ Ом.}$$

Сопротивление нагрузки во вторичных омах:

$$Z_{\text{НАГР}}^{(2)} = Z_{\text{НАГР}} \cdot \frac{K_{\text{ТТ}}}{K_{\text{ТН}}}, \quad (5.76)$$

$$Z_{\text{НАГР}}^{(2)} = 1,7 \cdot \frac{\frac{4000}{5}}{\frac{10500}{100}} = 12,98 \text{ Ом.}$$

С учетом насыщения машины величина тока статора генератора в режиме форсировки составит  $1,8 \cdot I_{\Gamma}^{(1)}$ :  $I_{\Phi}^* = 1,8 \text{ о. е.}$

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi}^* = \frac{0,95 \cdot U_{\text{НОМ.Г}}^*}{I_{\Phi}^*}, \quad (5.77)$$

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi}^* = \frac{0,95 \cdot 1}{1,8} = 0,53 \text{ о. е.}$$

Сопротивление нагрузки в режиме форсировки во вторичных омах:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi}^2 = Z_{\text{НАГР.}\Phi}^* \cdot Z_{\text{баз.}} \cdot \frac{K_{\text{ТТ}}}{K_{\text{ТН}}}, \quad (5.78)$$

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi}^2 = 0,53 \cdot 1,7 \cdot \frac{4000/5}{10500/100} = 6,86 \text{ Ом.}$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}}; \quad (5.79)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 1,8} = 0,497.$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен  $\varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = 60,19^\circ$ .  
Угол нагрузки в нормальном режиме равен  $\varphi_{\text{НАГР.Н}} = 31,79^\circ$ .

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:



$$Z_2^* = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф.}}^*}{K_H}; \quad (5.80)$$

$$Z_2^* = \frac{0,53}{1,1} = 0,482 \text{ о. е.}$$

$Z_2$  в первичных Омах составит:

$$Z_2 = Z_2^* \cdot Z_{\text{баз.}}; \quad (5.82)$$

$$Z_2 = 0,482 \cdot 1,7 = 0,82 \text{ Ом.}$$

Значение уставки составит:

$$Z_{2\text{СЗ}} = Z_2 \cdot \frac{K_{\text{ТТ}}}{K_{\text{ТН}}}; \quad (5.82)$$

$$Z_{2\text{СЗ}} = 0,82 \cdot \frac{4000/5}{10500/100} = 6,24 \text{ Ом.}$$

Принимаем уставку:  $Z_{2\text{СЗ}} = 6,24 \text{ Ом.}$

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 20%. Уставки по сопротивлению смещения  $Z_{\text{СМ1}} = 0,192 \text{ Ом}$ ,  $Z_{\text{СМ2}} = 1,248 \text{ Ом}$ .

Выдержка времени второй ступени должна быть отстроена от наибольшей выдержки времени резервных защит линий. Вторая ступень действует с выдержкой времени 7,5 с – на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 8,0 с на отключение генератора и гашение поля генератора.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.6.

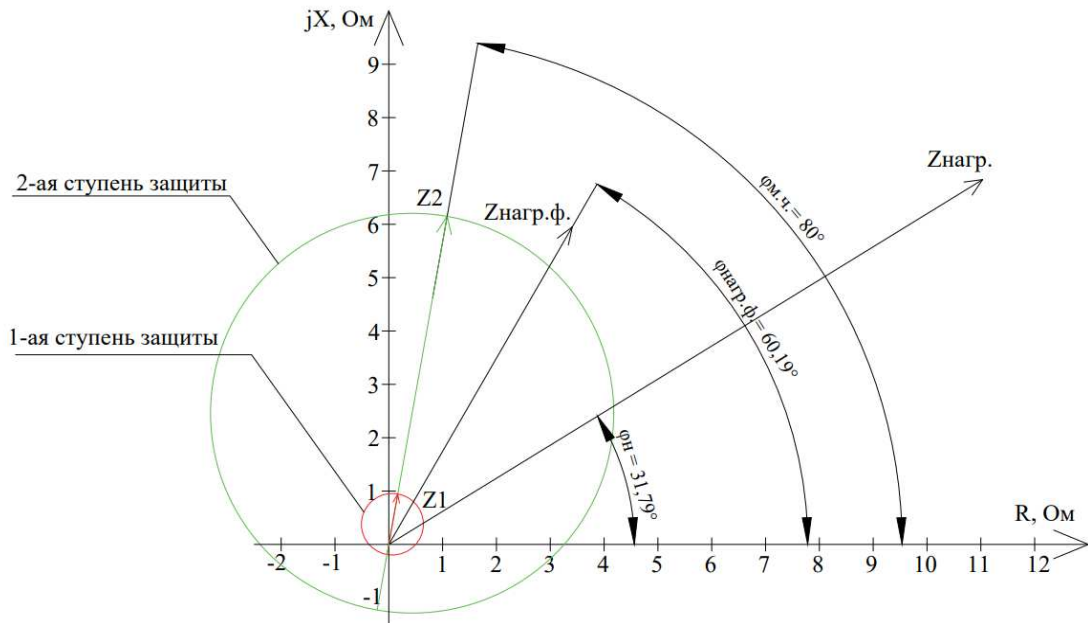


Рисунок 5.6 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

### 5.3.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

Уставка сигнального органа приведённая к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{Р.СИГН.}^{(2)} = \frac{K_H \cdot I_{р.НОМ}^{(2)}}{K_B}, \quad (5.83)$$

где  $K_H = 1,05$  – коэффициент надежности;  
 $K_B = 0,98$  – коэффициент возврата.

$$I_{Р.СИГН.}^{(2)} = \frac{1,05 \cdot 1,53}{0,98} = 1,64 \text{ А.}$$

В относительны единицах:

$$I_{Р.СИГН.}^* = \frac{I_{Р.СИГН.}^{(2)}}{I_{р.НОМ}^{(2)}}, \quad (5.84)$$

$$I_{Р.СИГН.}^* = \frac{1,64}{1,53} = 1,07 \text{ о. е.}$$

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

Уставка пускового органа приведённая к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{Р.ПУСК.}^{(2)} = \frac{K_H \cdot I_{д.д.рот.}^{(2)}}{K_B}, \quad (5.85)$$

где  $K_H = 1,08$  – коэффициент надёжности;  
 $K_B = 0,98$  – коэффициент возврата.

$$I_{Р.ПУСК.}^{(2)} = \frac{1,08 \cdot 1,53}{0,98} = 1,69 \text{ А.}$$

В относительных единицах:

$$I_{Р.СИГН.}^* = \frac{I_{Р.ПУСК.}^{(2)}}{I_{р.ном}^{(2)}}, \quad (5.86)$$

$$I_{Р.СИГН.}^* = \frac{1,69}{1,53} = 1,1 \text{ о. е.}$$

Принимаем уставку  $I_{Р.СИГН.}^* = 1,11 \text{ о. е.}$

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме (таблица 5.6), и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей.

Таблица 5.6 – Перегрузочная способность обмотки ротора

<b>Кратность перегрузки <math>I/I_N</math>, о.е.</b>	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
<b>Длительность перегрузки, с</b>	длительно	250	180	160	120	90	72	45	20

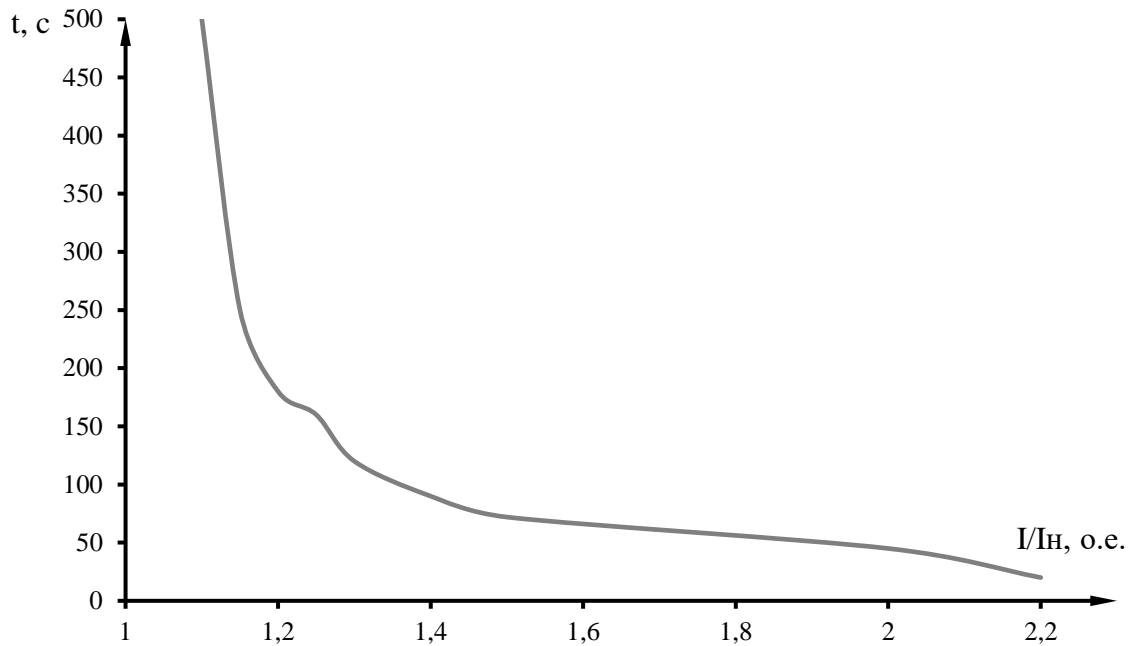


Рисунок 5.7 – Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

Уставка ТО приведённая к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{Р.Т.О.}}^{(2)} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{р.НОМ}}^{(2)}}{K_{\text{В}}}, \quad (5.87)$$

где  $K_{\text{Н}} = 2,2$  – коэффициент надежности;  
 $K_{\text{В}} = 0,98$  – коэффициент возврата.

$$I_{\text{Р.Т.О.}}^{(2)} = \frac{2,2 \cdot 1,53}{0,98} = 3,43 \text{ А.}$$

В относительных единицах:

$$I_{\text{Р.Т.О.}}^* = \frac{I_{\text{Р.Т.О.}}^{(2)}}{I_{\text{р.НОМ}}^{(2)}}, \quad (5.88)$$

$$I_{\text{Р.Т.О.}}^* = \frac{3,43}{1,53} = 2,24 \text{ о. е.}$$

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

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

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

Установка Отечественного микропроцессорного оборудования позволит избежать возможного вмешательства извне в работу оборудования, а также уменьшит затраты.

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

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

Уставки защит и матрица отключений приведены в приложении Г, таблицы Г.1 и Г.2 соответственно

## 6 Компонировка и сооружения гидроузла

### 6.1 Компонировка гидроузла

Исходя из определенной ранее установленной мощности, высоты сооружения и типа грунтов основания (скальное основание, гранит) определяем класс гидротехнического сооружения на основании [22].

- 1) По высоте (40 м) и грунту основания (гранит) – III класс;
- 2) По установленной мощности ( $N_{уст} = 136$  МВт) – III класс;
- 3) По числу постоянно проживающих людей ниже створа плотины – II класс.

Ниже по течению находится населенный пункт п.Туличи, с населением 664 человек в 23 км от створа.

По наибольшему классу ответственности относим данное гидротехническое сооружение к II классу.

### 6.2 Проектирование сооружений напорного фронта

#### 6.2.1 Определение отметки гребня глухой грунтовой плотины

За отметку гребня плотины принимается:

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

Превышение гребня плотины над расчетным уровнем в верхнем бьефе:

$$h_s = h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a, \quad (6.2)$$

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

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

$a = 0,6$  м – конструктивный запас.

Высота ветрового нагона определяется по формуле:

$$\Delta h_{set} = k_w \cdot \frac{V^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha, \quad (6.3)$$

где  $k_w = 1,38 \cdot 10^{-6}$  – коэффициент, принимаемый в зависимости от расчетной скорости ветра;

$V = 12$  м/с – расчетная скорость ветра на уровне воды;

$L = 2800$  м – длина разгона волны;

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

$d$  – условная расчетная глубины воды в водохранилище.

Условная расчетная глубина при НПУ:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}}{2} = \frac{186 - 146}{2} = 20 \text{ м.} \quad (6.4)$$

Высота ветрового нагона при НПУ по формуле:

$$\Delta h_{\text{set}} = 1,38 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{12^2 \cdot 2800}{9,81 \cdot 20} = 0,0028. \quad (6.5)$$

Определим высоту волны 1% обеспеченности для основного и поверочного случаев.

Вычислим безразмерные комплексы:

$$\frac{g \cdot t}{V}, \quad (6.6)$$

$$\frac{g \cdot L}{V^2}, \quad (6.7)$$

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

Для основного случая по формулам (6.6) и (6.7):

$$\frac{g \cdot L}{V^2} = \frac{9,81 \cdot 2800}{12^2} = 190,75.$$

$$\frac{g \cdot t}{V} = \frac{9,81 \cdot 21600}{12} = 17658.$$

Далее по графику, представленному в приложении Д, рисунок Д.1 по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны с глубиной  $d > 0,5\bar{\lambda}_d$ ) и значениям  $\frac{g \cdot t}{V}$  и  $\frac{g \cdot L}{V^2}$  определяются параметры  $\frac{g \cdot \bar{h}}{V^2}$  и  $\frac{g \cdot \bar{T}}{V}$ .

Используя меньшие полученные значения, вычисляется средний период волны  $\bar{T}$  и среднюю высоту волны  $\bar{h}$ .

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V^2} = 0,024;$$

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V^2} = 0,099;$$

$$\frac{g \cdot \bar{T}}{V} = 1,9;$$

$$\frac{g \cdot \bar{T}}{V} = 4,2.$$

Следовательно:

$$\bar{h} = \frac{g \cdot \bar{h} \cdot V^2}{V^2 \cdot g} = \frac{0,024 \cdot 12^2}{9,81} = 0,35 \text{ м.} \quad (6.8)$$

$$\bar{T} = \frac{g \cdot \bar{T} \cdot V}{V \cdot g} = \frac{1,9 \cdot 12}{9,81} = 2,32 \text{ с.} \quad (6.9)$$

Вычислим среднюю длину волны для основного случая:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{\bar{T}^2 \cdot g}{2 \cdot \pi} = \frac{2,32^2 \cdot 9,81}{2 \cdot 3,14} = 8,44 \text{ м.} \quad (6.10)$$

Проверяем условие:

$$d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d \quad (6.11)$$

$20 > 4,22$ , т.е. условие глубоководности выполняется.

Определим высоту волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i, \quad (6.12)$$

где  $K_i$  – коэффициент, определяемый по графику, представленному в приложении Д, рисунок Д.2 в зависимости от значения (6.7):

$$h_{1\%} = 0,35 \cdot 2,3 = 0,81 \text{ м}$$

Высоту наката волн 1% обеспеченности на откос для фронтально подходящих волн определяют по формуле:

$$h_{run1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%}, \quad (6.13)$$

где  $k_r = 1$  и  $k_p = 0,9$  – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса.

$k_{sp}$  – коэффициент, принимаемый в зависимости от скорости ветра и  $m = ctg\varphi = 1,5$  и  $V = 12 \text{ м/с}$ ,  $= 1,4$ ;

$k_{run} = 2,1$  – коэффициент в зависимости от пологости волны, определяемый по графику, представленному в приложении Д, рис Д.3.

$$\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{1\%}} = \frac{8,44}{0,81} = 10,42. \quad (6.14)$$

$$h_{run1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,4 \cdot 2,1 \cdot 0,81 = 2,14 \text{ м.}$$

Рассчитывают превышение гребня плотины над расчетным уровнем в верхнем бьефе по формуле (6.2):



$$h_s = 0,0028 + 2,14 + 0,6 = 2,74 \text{ м.}$$

Определяют отметку гребня бетонной плотины по формуле (6.1):

$$\nabla\text{ГБП} = 186 + 0,81 + 0,0028 + 0,6 = 187,41 \text{ м.}$$

Принимаем  $\nabla\text{ГБП} = 187,41 \text{ м.}$

### 6.3 Гидравлические расчеты

#### 6.3.1 Определение ширины водосливного фронта

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

$$H_{\text{осн}} = \nabla\text{НПУ} - \text{УНБ}(Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}}) = 186 - 151,07 = 34,93 \text{ м.} \quad (6.15)$$

$$H_{\text{пов}} = \nabla\text{ФПУ} - \text{УНБ}(Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}}) = 188 - 151,87 = 36,13 \text{ м.} \quad (6.16)$$

Паводок может быть пропущен через гидроагрегаты, так как напор  $H_{\text{осн}}$  и  $H_{\text{пов}}$  больше  $H_{\text{мин}}^{\text{турб}}$

Определяют расход через один гидроагрегат при основном  $Q_{\text{ГА}}^{\text{осн}}$  и поверочном расчетном случае:

$$Q_{\text{ГА}}^{\text{осн}} = \frac{N_{\text{ГА}}}{9,81 \cdot (H_{\text{осн}} - \Delta h) \cdot \eta} = \frac{64700}{9,81 \cdot (34,93 - 0,5) \cdot 0,932} = 206 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \quad (6.17)$$

$$Q_{\text{ГА}}^{\text{пов}} = \frac{N_{\text{ГА}}}{9,81 \cdot (H_{\text{пов}} - \Delta h) \cdot \eta} = \frac{64700}{9,81 \cdot (36,13 - 0,5) \cdot 0,932} = 199 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \quad (6.18)$$

Согласно [22] количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов –  $m$ , должно быть не более:

$$m = (n-1) \text{ при числе гидроагрегатов ГЭС } n \leq 6;$$

$$m = (2-1) = 1, \quad (6.19)$$

где  $n$  – количество гидроагрегатов.

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} = Q_{\text{ГА}}^{\text{осн}} \cdot m = 206 \cdot 1 = 206 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.20)$$

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} = Q_{\text{ГА}}^{\text{пов}} \cdot m = 199 \cdot 1 = 199 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.21)$$

Расчетный расход воды через водосливную плотину для основного случая составляет:

$$Q_{\text{рас}}^{\text{осн}} = Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} - Q_c = 2298 - 206 - 163 = 1929 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (6.22)$$

$$Q_{\text{рас}}^{\text{пов}} = Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} - Q_c = 3099 - 199 - 163 = 2737 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (6.23)$$

$$\text{где } Q_c = \frac{(V_{\text{по}} + V_{\text{пр}})}{T_{\text{ср}}} = \frac{(1,75 + 1,64) \cdot 10^9}{20763000} = 163 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.24)$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{q_b} = \frac{1929}{31,8} = 60,7 \text{ м}, \quad (6.25)$$

где  $q_b$  – удельный расход на водосливе.

$$q_b = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 25,4 = 31,8 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (6.26)$$

где  $q_p$  – удельный расход на рисберме.

$$q_p = [v_h] \cdot h_{\text{НБ}}^{\text{осн}} = 5 \cdot 5,07 = 25,4 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (6.27)$$

$$h_{\text{НБ}}^{\text{осн}} = \nabla_{\text{УНБ}} - \nabla_{\text{ДНА}} = 151,07 - 146,00 = 5,07 \text{ м}. \quad (6.28)$$

где  $[v_h] = 5 \frac{\text{м}}{\text{с}}$  – минимальная скорость на рисберме для скальных оснований.

Ширина водосливного фронта  $B$  должна быть целым числом, поэтому полученное значение округляется в большую сторону до стандартного:

$$B = b \cdot n, \quad (6.29)$$

где  $n$  – число пролетов.

Округляем  $B$  до 64 метров, принимаем  $n = 4$  количество пролетов по 16 метров.

### 6.3.2 Определение отметки гребня водослива

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

$$H_{01} = \left( \frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{1929}{0,49 \cdot 64 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,78 \text{ м}, \quad (6.30)$$

где  $m$  – коэффициент расхода водослива безвакуумного профиля.

Принимаем очертание водосливной стенки Кригера-Офицерова типа А,  $m = 0,49$ .

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

$$H_{02} = \left( \frac{Q_p}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_{\Pi} \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{1929}{0,49 \cdot 0,963 \cdot 1 \cdot 64 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,92 \text{ м}, \quad (6.31)$$

где  $\sigma_{\Pi}$  – коэффициент подтопления, принимается  $\sigma_{\Pi} = 1$ ;

$\varepsilon$  – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа.

Коэффициент бокового сжатия определяют по формуле:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi + (n-1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (4-1)0,45}{4} \cdot \frac{5,78}{16} = 0,963. \quad (6.32)$$

Напор на гребне водослива без учета скорости подхода потока к водосливу  $v_0$ :

$$H = H_{02} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 5,92 - \frac{1,1 \cdot 0,635^2}{2 \cdot 9,81} = 5,9 \text{ м}. \quad (6.33)$$

$$V_0 = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{(\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{Дно})(B + (n-1)\delta_6)} = \frac{1929}{(186,00 - 146,00) \cdot (64 + (4-1) \cdot 4)} = 0,635 \frac{\text{м}}{\text{с}}, \quad (6.34)$$

где  $\delta_6 = 4 \text{ м}$  – толщина быка

Отметку гребня водослива определяют по формуле:

$$\nabla \text{ГВ} = \nabla \text{НПУ} - H_{\text{ст}} = 186,00 - 6 = 180,00 \text{ м}, \quad (6.35)$$

где  $H_{\text{ст}} = 6 \text{ м}$  – ближайшее стандартное значение напора

Отметку гребня быка водосливной плотины определим по формуле:

$$\nabla \text{ГБ} = \nabla \text{ГВ} + 1,6 \cdot H_{\text{ст}} = 180,00 + 1,6 \cdot 6 = 189,6 \text{ м}. \quad (6.36)$$

Отметка гребня быка водосливной плотины больше, чем отметка гребня бетонной плотины. В конечном итоге принимаем отметку гребня плотины  $\nabla \text{ГП} = 189,6 \text{ м}$ .

### 6.3.3 Построение оголовка профиля водосливной грани

Координаты для построения оголовка водосливной плотины приведены в таблице 6.1

Таблица 6.1 – Координаты для построения оголовка профиля типа А.

x, м	0	0,6	1,2	1,8	2,4	3	3,6	4,2	4,8
y, м	0,756	0,216	0,042	0	0,036	0,162	0,36	0,6	0,876
x, м	5,4	6	6,6	7,2	7,8	8,4	9	9,6	10,2
y, м	1,188	1,536	1,926	2,364	2,85	3,384	3,966	4,584	5,238
x, м	10,8	11,4	12	12,6	13,2	13,8	14,4	15	15,6
y, м	5,922	6,648	7,41	8,214	9,048	9,918	10,764	11,76	12,732
x, м	16,2	16,8	17,4	18	18,6	19,2	19,8	20,4	21
y, м	13,734	14,772	15,84	16,944	18,078	19,242	20,43	21,654	22,908
x, м	21,6	22,2	22,8	23,4	24				
y, м	24,186	25,494	26,826	28,188	29,628				

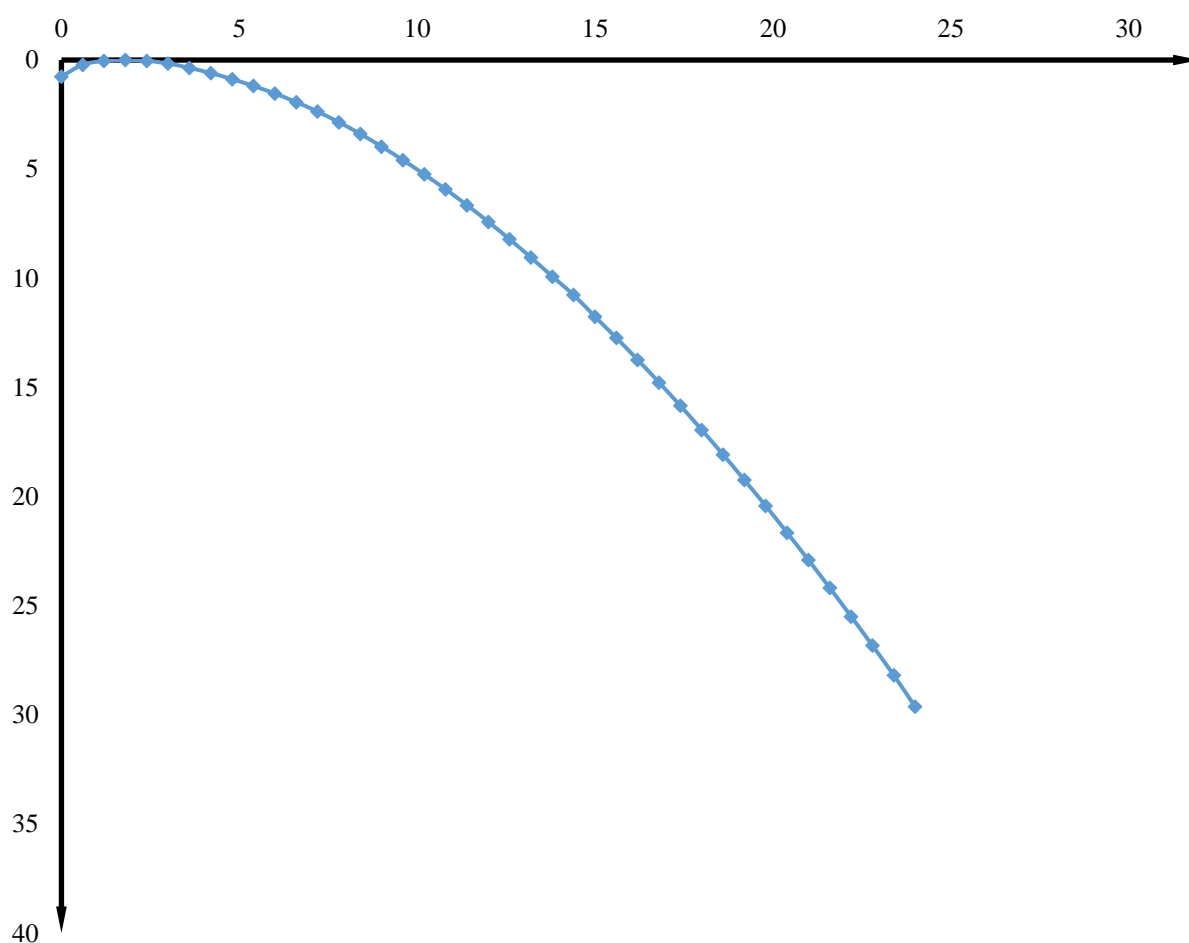


Рисунок 6.1 – Оголовок безвакуумного профиля типа А

### 6.3.4 Проверка на пропуск поверочного расхода при отметке ФПУ

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

$$H_{01\text{пов}} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{2737}{0,49 \cdot 64 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,27 \text{ м.} \quad (6.37)$$

$$H_{02\text{пов}} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_{\text{п}} \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{2737}{0,49 \cdot 0,953 \cdot 1 \cdot 64 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,48 \text{ м.} \quad (6.38)$$

Коэффициент бокового сжатия:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi + (n-1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (4-1)0,45}{4} \cdot \frac{7,27}{16} = 0,953. \quad (6.39)$$

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

$$V_0 = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{дна})(B + (n-1)\delta_B)} = \frac{2737}{(188,00 - 146,00)(64 + (4-1) \cdot 4)} = 0,858 \frac{\text{м}}{\text{с}}. \quad (6.40)$$

$$H_{\text{пов}} = H_{02}^{\text{пов}} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2g} = 7,48 - \frac{1,1 \cdot 0,858^2}{2 \cdot 9,81} = 7,44 \text{ м.} \quad (6.41)$$

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

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 180 + 7,44 = 187,44 \text{ м.} \quad (6.42)$$

Расчетная отметка форсированного подпорного уровня не превышает заданного, следовательно, пропускная способность обеспечивается.

### 6.3.5 Пропуск расходов через донный водосброс

Вычисляем полную удельную энергию в сечении перед водосливом

$$T_0 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ДНА} = 186,00 - 146,00 = 40 \text{ м.} \quad (6.43)$$

Для определения типа гидравлического прыжка вычисляем критическую глубину потока:

$$h_{\text{кр}} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_p^2}{(B + (n-1) \cdot \delta_b)^2 g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 1929^2}{(64 + (4-1) \cdot 4)^2 \cdot 9,81}} = 4,17 \text{ м.} \quad (6.44)$$

Определим отношение и определяем значение коэффициента скорости  $\varphi$  в зависимости от длины сливной грани:

$$\varepsilon_{T_0} = \frac{T_0}{h_{\text{кр}}} = \frac{40}{4,17} = 9,59 \text{ м.} \quad (6.45)$$

В проекте можно принять, что плотины высотой менее 15 м имеют малую длину сливной грани; высотой от 15 до 40 м – среднюю длину сливной грани; а высотой свыше 40 м – большую длину сливной грани.

Таблица 6.2 – Зависимость коэффициента  $\varphi$  от истечения через водослив

Истечение через водослив практического профиля с криволинейным очертанием сливной грани и гладкой поверхностью	Коэффициент $\varphi$
При малой длине сливной грани	1,00
При средней длине сливной грани	0,95
При большой длине сливной грани	0,90

По графику М.Д. Чертоусова, представленному в приложении Д рисунок Д.4 в зависимости от коэффициента скорости  $\varphi$  (0,95) и  $\xi_{T_0}$  определяем  $\varepsilon_c$  и  $\varepsilon''_c$ .

$$h'_c = \varepsilon_c \cdot h_{кр} = 0,222 \cdot 4,17 = 0,93 \text{ м.} \quad (6.46)$$

$$h''_c = \varepsilon''_c \cdot h_{кр} = 2,8 \cdot 4,17 = 11,68 \text{ м} \quad (6.47)$$

$$h''_c = 11,68 \text{ м} > h_{НБ} = 5,07 \text{ м} – \text{ в НБ отогнанный прыжок.}$$

Отогнанный прыжок не допустим, поэтому проектируется сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка. Для этого необходимо создать в нижнем бьефе соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью гасителей энергии. Для плотин на скальном основании высотой не более 40 м гашение энергии сбрасываемой воды осуществляют способом возведения водобойной стенки.

### 6.3.6 Расчет водобойной плиты

Во всех случаях (даже если гасители не требуются) за водосливом устраивают водобой, чаще всего это бетонная или железобетонная плита. Толщина водобойной плиты определяется по формуле В.Д. Домбровского:

Площадь потока в сжатом сечении:

$$\omega_c = h'_c \cdot (B + (n - 1) \cdot \delta_\zeta) = 0,93 \cdot 76 = 70,68 \text{ м}^2, \quad (6.48)$$

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

Скорость воды в сжатом сечении:

$$v_c = \frac{Q_p}{\omega_c} = \frac{1929}{70,68} = 27,3 \frac{\text{м}}{\text{с}}. \quad (6.49)$$

Толщина плиты водобоя:

$$\delta_B = 0,15 v_c \sqrt{h'_c} = 0,15 \cdot 27,3 \cdot \sqrt{0,93} = 4 \text{ м}. \quad (6.50)$$

### 6.3.7 Расчет второй водобойной стенки

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

$$h_{ст} = \sigma h'_c - H_{ст}, \quad (6.51)$$

где  $H_{ст}$  – напор над водобойной стенкой.

$$H_{ст} = \left( \frac{q}{m\sqrt{2g}} \right)^{2/3} - \frac{\alpha q^2}{2g(\sigma h'_c)^2}, \quad (6.52)$$

где  $\sigma$  – коэффициент запаса, зависящий от точности определения расчетного расхода ( $\sigma = 1,1$ );

$\alpha$  – коэффициент Кориолиса ( $\alpha = 1,1$ );

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

$q_c$  – удельный расход на водобое

$$q_c = \frac{Q_p}{(B+(n-1) \cdot \delta_B)} = \frac{1929}{64+(4-1) \cdot 4} = 25 \text{ м}^2/\text{с} \quad (6.53)$$

$$H_{ст} = \left( \frac{25}{0,35\sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} - \frac{1,1 \cdot 25^2}{2 \cdot 9,81 (1,1 \cdot 11,42)^2} = 6,17 \text{ м}.$$

Тогда высота водобойной стенки:

$$h_{ст} = 1,1 \cdot 11,68 - 6,17 = 4,91 \text{ м}.$$

### 6.3.8 Проверка сопряжения потоков за водобойной стенкой

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

$$T_0 = h_{ст} + H_{ст} = 6,68 + 6,17 = 12,85 \text{ м}. \quad (6.54)$$

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{12,85}{4,17} = 3,08. \quad (6.55)$$

По графику М.Д. Чертоусова, представленному в приложении Д рисунок Д.5 в зависимости от коэффициента скорости  $\varphi$  (0,95) и  $\xi_{T_0}$  определяем  $\varepsilon_c$  и  $\varepsilon''_c$ .

Вычисляют сопряженные глубины:

$$h'_c = \varepsilon_c \cdot h_{кр} = 0,46 \cdot 4,17 = 1,92 \text{ м.}$$

$$h''_c = \varepsilon''_c \cdot h_{кр} = 1,78 \cdot 4,17 = 7,42 \text{ м.}$$

Одной стенки недостаточно ( $h''_c = 7,42 > h_{н6} = 5,07$ ), поэтому делаем расчет для второй водобойной стенки.

$$h_{ст} = \sigma \cdot h''_c - H_{ст} = 1,1 \cdot 5,86 - 4,34 = 1,53 \text{ м.} \quad (6.56)$$

$$H_{ст} = \left( \frac{25}{0,35\sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} - \frac{1,1 \cdot 25^2}{2 \cdot 9,81 (1,1 \cdot 7,42)^2} = 5,86 \text{ м.} \quad (6.57)$$

$$Q_c = \frac{Q_p}{(B+(n-1) \cdot \delta_6)} = \frac{1929}{64+(4-1) \cdot 4} = 25 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}. \quad (6.58)$$

$$T_0 = h_{ст} + H_{ст} = 2,3 + 5,86 = 8,16 \text{ м.} \quad (6.59)$$

$$\varepsilon_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{8,16}{4,17} = 1,957. \quad (6.60)$$

Расчёт второй водобойной плиты:

Толщина водобойной плиты за второй водобойной стенкой:

$$\delta_B = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h'_c} = 0,15 \cdot 13,2 \cdot \sqrt{1,92} = 2,74 \text{ м.} \quad (6.61)$$

$$v_c = \frac{Q_p}{\omega_c} = \frac{Q_p}{h'_c \cdot (B+(n-1) \cdot \delta_6)} = \frac{1929}{1,92 \cdot (64+(4-1) \cdot 4)} = 13,2 \frac{\text{м}}{\text{с}}. \quad (6.62)$$

Длина водобойной плиты при наличии на ней гасителей:

$$l_B = 0,8 \cdot l_{пр}, \quad (6.63)$$

где  $l_{пр}$  — длина гидравлического прыжка.

$$l_{пр} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h''_c - h'_c), \quad (6.64)$$



$$l_b = 0,8 \cdot 2,5 \cdot (1,9 \cdot 7,42 - 1,92) = 24,36 \text{ м.}$$

По графику М.Д. Чертоусова, представленному в приложение Д, рис Д.4 в зависимости от коэффициента скорости  $\varphi$  и  $\mathcal{E}_{T_0}$  определяем  $\mathcal{E}_c$  и  $\mathcal{E}''_c$ .

Вычисляют сопряженные глубины:

$$h'_c = \mathcal{E}_c \cdot h_{кр} = 0,67 \cdot 4,17 = 2,79 \text{ м.} \quad (6.65)$$

$$h''_c = \mathcal{E}''_c \cdot h_{кр} = 0,9 \cdot 4,17 = 3,75 \text{ м.} \quad (6.66)$$

Так как  $h''_c = 3,75 < h_{нб} = 5,07$ , то гидравлический прыжок за второй водобойной стенкой получается затопленным, следовательно, двух водобойных стенок достаточно.

### 6.3.9 Расчет глубинных водовыпусков

Принимаем диаметр водовыпускного отверстия 2 м.

Отметку центра выходного сечения водовыпуска ЦО принимают выше потолка галереи не менее

$$D/2 + 2 \text{ м} = 2/2 + 2 = 3 \text{ м.} \quad (6.67)$$

$$\nabla_{ЦО} = \nabla_{ДНА} + h_{гал} + 3,5 = 146,00 + 3,5 + 3,5 = 153 \text{ м,} \quad (6.68)$$

где  $h_{гал}$  – высота галереи.

Напор над центром выходного сечения водовыпуска:

$$H = \frac{(\nabla_{НПУ} + \nabla_{УМО})}{2} - \nabla_{ЦО} = \frac{(186,00 + 180,28)}{2} - 153 = 30,14 \text{ м} \quad (6.69)$$

Определяют расход через отверстие:

$$q_{вв} = \omega \mu \sqrt{2gH} = 3,14 \cdot 0,8 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 30,14} = 61,09 \text{ м}^3/\text{с,} \quad (6.70)$$

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

$\omega$  – площадь водовыпускного отверстия диаметром 2 м.

$$\omega = \pi R^2 = 3,14 \cdot 1^2 = 3,14 \text{ м}^2 \quad (6.71)$$

Определяется количество водовыпускных отверстий необходимое для пропуска расчетного расхода  $Q_{ср}$ :

$$n = \frac{Q_{\text{ср}}}{q_{\text{вв}}} = \frac{163}{61,09} = 3 \quad (6.72)$$

Принимаем 3 отверстия диаметром 2 м.

## 6.4 Конструирование плотины

### 6.4.1 Определение ширины подошвы плотины

Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу.

Этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

- 1) отсутствие растягивающих напряжений в плотине;
- 2) остойчивость тела плотины против сдвига по основанию

Бетон слабо сопротивляется растяжению, в нем недопустимо появление трещин с напорной грани, что может привести к появлению опасной фильтрации со всеми вытекающими последствиями.

Гравитационные бетонные плотины на скальном основании конструируют, как правило, с вертикальной напорной гранью и без фундаментной плиты, так как несущая способность скального основания достаточно высокая. По этим причинам оптимальный теоретический профиль такой плотины – прямоугольный треугольник с вершиной на отметке НПУ.

Заложение низовой грани можно принять равным  $m = 0,67 \div 0,7$ .

Высота плотины  $h$  равна:

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 186,00 - 139,00 = 47 \text{ м.} \quad (6.73)$$

Отметка подошвы плотины равна:

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - (\delta_{\text{в}} + (2 \div 3)), \quad (6.74)$$

Где  $\delta_{\text{в}} = 4$ ;

$\nabla_{\text{дна}} = 146,00 \text{ м.}$

Определим отметку подошвы плотины:

$$\nabla_{\text{под}} = 146,00 - 3 - 4 = 139,00 \text{ м.}$$

$$B_n = 0,7 \cdot h = 0,7 \cdot 47 = 32,9 \text{ м.} \quad (6.75)$$

Конструктивно принимается  $B_n = 35,15 \text{ м.}$

#### 6.4.2 Разрезка бетонной плотины швами

Во избежание недопустимо больших напряжений в различных частях бетонной плотины на скальном основании, появляющихся при неравномерных осадках основания и при температурных деформациях, плотину делят на секции сквозными температурно-осадочными швами. Разрезку плотины производят чаще по быкам, чтобы избежать неравномерных осадок смежных быков, что может привести к заклиниванию затвора.

Уплотнение швов осуществляется в виде шпонок.

Плотина разрезается по длине постоянными швами на отдельные секции.

Ширина секции:

$$S = \delta_6 + b = 4 + 16 = 20 \text{ м}, \quad (6.76)$$

где  $\delta_6$  – толщина быка;

$b$  – ширина пролета.

Разрез делается по быку.

Температурные швы для плотин на скальном основании принимаются шириной 1 см на расстоянии 5 м от лицевых граней и гребня, а внутри тела плотины 0,3 см.

#### 6.4.3 Быки

На водосливе устраивают быки для деления водосливного фронта на пролеты и для установки затворов.

Головная часть быка имеет обтекаемую форму в плане.

Принимаются быки округлой формы, ширина и длина паза для ремонтного затвора 0,5 м, ширина и глубина паза рабочего затвора принимается 0,7 м.

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

#### 6.4.4 Устои

При проектировании устраиваем разделительный и сопрягающий устои.

Разделительный устой отделяет водосливную часть плотины от здания ГЭС, также служит для разделения потоков воды, идущих через гидроагрегаты и водосливную плотину.

Сопрягающий устой предназначен для соединения водосливной части плотины с грунтовой, а также защищает грунтовую плотину от размыва водой, проходящей через водослив либо гидроагрегаты.

#### 6.4.5 Дренаж тела бетонных плотин

Вдоль напорной грани плотин предусматриваем дренажи в виде вертикальных скважин. Диаметр вертикальных дренажных скважин принимаем 30 см.

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

$$a_{др} \geq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{I_{кр.м}} = \frac{(НПУ - \nabla УНБ min) \cdot \gamma_n}{I_{кр.м}} = \frac{(186,00 - 146,18) \cdot 1,2}{25} = 1,91 \text{ м}, \quad (6.77)$$

где  $H_d = (НПУ - \nabla УНБ min)$  – напор над расчетным сечением;  
 $\gamma_n$  – коэффициент надежности по ответственности сооружения;  
 $I_{кр.м}$  – критический средний градиент напора для бетона плотины.  
 Принимаем  $a_{др} = 2$  м.

#### 6.4.6 Галереи в теле плотины

В теле бетонной плотины устраиваем смотровые продольные и поперечные галереи. Принимаются нижние галереи для устройства дренажа на отметке  $\nabla = 140,13$

Смотровые галерея на отметке  $\nabla = 163,00$  предусмотренная для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций

Размеры продольных галерей принимаются:

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

#### 6.4.7 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины

На скальном основании устраиваем вертикальную цементационную завесу и дренаж. Схема цементационной завесы и дренажа представлена на рисунке 6.2

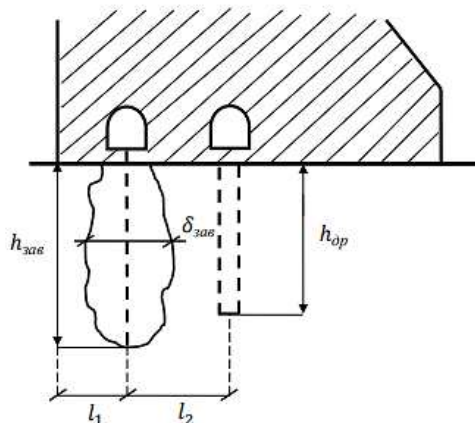


Рисунок 6.2 – Схема цементационной завесы и дренажа

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$L_1 = (0,05 \div 1) \cdot B, \quad (6.78)$$

где  $B$  – ширина подошвы плотины.

Принимаем:

$$L_1 = 0,0914 \cdot 35,15 = 3,21 \text{ м.}$$

Глубина цементационной завесы:

$$h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,8) \cdot H_d, \quad (6.79)$$

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБ}_{\text{min}} = 186,00 - 146,18 = 39,82 \text{ м,} \quad (6.80)$$

где  $\nabla \text{НБ}_{\text{min}}$  – отметка в НБ при  $Q_{\text{сан}}$ .

Принимаем:

$$h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot 39,82 = 19,91 \text{ м}$$

Глубина дренажа:

$$h_{\text{др}} = (0,5 \div 0,7) \cdot h_{\text{зав}}, \quad (6.81)$$

Принимаем:

$$h_{\text{др}} = 0,5 \cdot 19,91 = 9,96 \text{ м.}$$

Диаметр скважин для дренажа принимаем 0,3 м, с шагом 2м.

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{\Delta H \cdot \gamma}{J_{\text{кр}}}, \quad (6.82)$$

$$\Delta H_3 = H_d - H_{as} = 39,82 - 15,93 = 23,89 \text{ м,} \quad (6.83)$$

где  $H_d$  и  $H_{as}$  – геометрические параметры эпюры фильтрации.

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

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{23,89 \cdot 1,2}{15} = 1,91 \text{ м.}$$

Расстояние  $L_2$  от оси цементационной завесы до оси дренажа принимается конструктивно,  $L_2 = 5$  м.

## 6.5 Определение основных нагрузок на плотину

Расчеты выполняем для основного расчетного случая:

- отметка верхнего бьефа соответствует  $\nabla_{\text{НПУ}} = 186,00$  м;
- минимальная отметка нижнего бьефа  $\nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} = 146,18$  м;
- при расходе в соответствии с участниками ВХК  $Q_{\text{ВХК}} = 70$  м<sup>3</sup>/с.

### 6.5.1 Вес сооружения и затворов

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCad:

$$S_{\text{пл}} = 780,3 \text{ м}^2, S_{\text{б}} = 1352,83 \text{ м}^2.$$

Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{780,3 \cdot 16 \cdot 9,81 \cdot 2400}{16 + 4} = 14697,11 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.84)$$

где  $S_{\text{пл}}$  – площадь поперечного сечения плотины, м<sup>2</sup>;

$b$  – ширина пролёта, м;

$\delta_{\text{б}}$  – толщина быка, м;

$\rho_{\text{б}}$  – плотность бетона, кг/м<sup>3</sup>.

Вес быка определяется по формуле:

$$G_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}} \cdot \delta_{\text{б}} \cdot g \cdot \rho_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{1352,83 \cdot 4 \cdot 9,81 \cdot 2400}{16 + 4} = 6370,21 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.85)$$

где  $S_{\text{б}} = 1352,83$  м<sup>2</sup> – площадь поперечного сечения быка.

Вес плоского затвора определяется по формуле:

$$Q_3 = 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f} \cdot g, \quad (6.86)$$

где  $f$  – площадь затвора.

Площадь затвора определяется по формуле:

$$f = (\nabla_{\text{ФПУ}} - \nabla_{\text{ГВ}} + 0,5) \cdot b = (187,44 - 180,00 + 0,5) \cdot 16 = 127,04 \text{ м}^2 \quad (6.87)$$

Таким образом:

$$Q_3 = 0,055 \cdot 127,04 \cdot 9,81 = 772,58 \text{ кН.}$$

Вес затвора приводится к 1 п.м:

$$Q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b+\delta_6} = \frac{772,58}{16+4} = 38,63 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.88)$$

### 6.5.2 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

– Со стороны верхнего бьефа

$$W_{\text{вб}} = \frac{g \cdot h_1^2 \cdot \rho_{\text{в}}}{2} = \frac{9,81 \cdot 47^2 \cdot 1000}{2} = 10356,43 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.89)$$

$$h_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 186,00 - 139,00 = 47 \text{ м}. \quad (6.90)$$

– Со стороны нижнего бьефа:

$$W_{\text{нб}} = \frac{g \cdot h_2^2 \cdot \rho_{\text{в}}}{2} = \frac{9,81 \cdot 7,18^2 \cdot 1000}{2} = 184,31 \text{ кН/м} \quad (6.91)$$

$$h_2 = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{мин}}} - \nabla_{\text{под}} = 146,18 - 139,0 = 7,18 \text{ м}. \quad (6.92)$$

Определяем площадь поперечного сечения тела давления от уровня нижнего бьефа до низовой грани:

$$W_{\text{н}} = \rho_{\text{в}} \cdot g \cdot S_{\text{эп}}^{\text{н}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 9,36 = 91,82 \text{ кН}, \quad (6.93)$$

где  $S_{\text{эп}}^{\text{н}} = 9,36 \text{ м}^2$  – площадь поперечного сечения тела давления.

### 6.5.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Рассчитываем силу взвешивающего давления по формуле:

$$W_{\text{взв}} = S_{\text{эп}} \cdot \rho_{\text{в}} \cdot g = 215,47 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 2113,76 \text{ кН}, \quad (6.94)$$

где  $S_{\text{эп}} = 215,47 \text{ м}^2$  – площадь эпюры взвешивающего давления.

### 6.5.4 Сила фильтрационного давления

Эпюра фильтрационного давления построена в соответствии с [20].

Определяем напор на дренаже:

$$H_{\text{др}} = H_{\text{д}} \cdot 0,15 = 39,82 \cdot 0,15 = 5,97 \text{ м}. \quad (6.95)$$

Эпюра пьезометрического напора по подошве плотины представлена на рисунке 6.3.

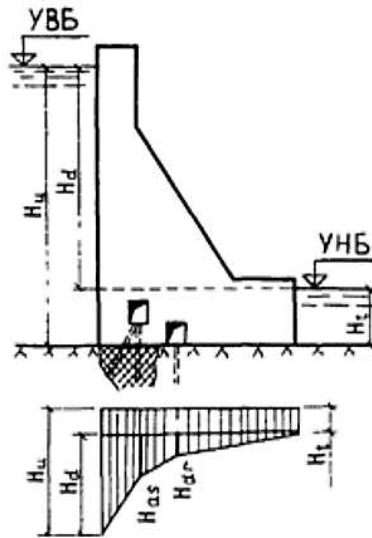


Рисунок 6.3 – Эпюра пьезометрического напора по подошве плотины

Фильтрационное давление, действующее на подошву, находится по формуле:

$$W_{\phi} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 219,12 = 2149,57 \text{ кН}, \quad (6.96)$$

где  $S_{\text{эп}}$  – площадь эпюры фильтрационного давления, действующего на подошву плотины, равна  $219,12 \text{ м}^2$ .

### 6.5.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань определяется по формуле:

$$P_{\text{н}} = \gamma_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}} \cdot tg^2 \left( 45^\circ - \frac{\varphi_{\text{н}}}{2} \right) = 11 \cdot 2 \cdot tg^2 \left( 45^\circ - \frac{21}{2} \right) = 10,4 \text{ кПа}, \quad (6.97)$$

где  $\gamma_{\text{н}}$  – удельный вес наносов во взвешенном состоянии,  $\gamma_{\text{н}} = 11 \text{ кН/м}^3$ ;

$\varphi_{\text{н}}$  – угол внутреннего трения наносов,  $\varphi_{\text{н}} = 21^\circ$ ;

$h_{\text{н}}$  – толщина слоев наносов на скальном основании,  $h_{\text{н}} = 2 \text{ м}$ .

Определяется равнодействующую давления наносов:

$$E_{\text{н}} = \frac{p_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}}}{2} = \frac{10,4 \cdot 2}{2} = 10,4 \text{ кН}. \quad (6.98)$$

Активное давление грунта основания со стороны верхнего бьефа определяется следующим образом:



$$p'_{\text{гр}} = \gamma_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}} \cdot tg^2 \left( 45^\circ - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left( 45^\circ - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right), \quad (6.99)$$

где  $\varphi_{\text{гр}} = 36,5^\circ$  – угол внутреннего трения скального грунта.

$c = 42,5$  – сцепление грунта.

$$p'_{\text{гр}} = 11 \cdot 2 \cdot tg^2 \left( 45^\circ - \frac{36,5}{2} \right) - 2 \cdot 42,5 \cdot tg \left( 45^\circ - \frac{36,5}{2} \right) = -37,25 \text{ кПа.}$$

В точке на нижней границе слоя толщиной  $h_{\text{гр}} = 2$  м, где действуют и вес наносов, и вес грунта, давление равняется:

$$p''_{\text{гр}} = (\gamma_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}} + \gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} \cdot h_{\text{гр}}) tg^2 \left( 45^\circ - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left( 45^\circ - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right); \quad (6.100)$$

$$\gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} = \gamma_{\text{гр}} - (1 - n_0) \cdot g = 25,5 - (1 - 0,5) \cdot 9,81 = 20,6 \text{ кН/м}^3, \quad (6.101)$$

где  $\gamma_{\text{гр}} = 25,5 \text{ кН/м}^3$  – удельный вес сухого грунта;

$n_0 = 0,5$  – пористость скалы.

$$p''_{\text{гр}} = (11 \cdot 2 + 20,6 \cdot 2) \cdot tg^2 \left( 45^\circ - \frac{36,5}{2} \right) - 2 \cdot 42,5 \cdot tg \left( 45^\circ - \frac{36,5}{2} \right) = -26,79 \text{ кПа.}$$

Значение равнодействующей активного давления грунта:

$$E_{\text{ав}} = \frac{p'_{\text{гр}} + p''_{\text{гр}}}{2} \cdot h_{\text{гр}} = \frac{-37,25 + (-26,79)}{2} \cdot 2 = -64,04 \text{ кН.} \quad (6.102)$$

Вследствие того, что  $E_{\text{ав}}$  отрицательное, боковое давление скального грунта не учитывается.

### 6.5.6 Волновое давление

Рассчитывается равнодействующая волнового давления, используя формулу А.Л. Можевитинова:

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \left( \frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (6.103)$$

где  $h_{1\%} = 1,66$  м – высота волны 1% обеспеченности;

$\bar{\lambda} = 8,44$  м – средняя длина волны.

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 1,66 \cdot \left( \frac{8,44}{3,14} + \frac{0,49}{2} \right) = 36,27 \text{ кН;}$$

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 1,66^2}{8,44} = 0,24 \text{ м.} \quad (6.104)$$

Линия равнодействующей  $W_{\text{волн}}$  находится ниже  $\nabla$ НПУ на величину:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{8,44}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 0,81 = 1,04 \text{ м.} \quad (6.105)$$

### 6.5.7 Оценка прочности плотины

Все напряжения определяются на гранях в горизонтальном сечении на отметке подошвы.

В таблице 6.3 приведены действующие на плотину нагрузки.

Таблица 6.3 – Нагрузки и воздействия на плотину

Нагрузка	$\gamma_f$	Направление силы	Для основного сочетания нагрузок и воздействий		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
$W_{\text{вб}}$	1	→	10356,43	15,32	158660,50
$W_{\text{нб}}$	1	←	184,31	2,04	-376,00
$W_{\text{н}}$	1	↓	322,44	0,67	216,03
$G_{\text{б}}$	0,95	↓	6051,70	5,95	-36007,59
$G_{\text{пл}}$	0,95	↓	13962,35	5,39	-75257,04
$W_{\text{взв}}$	1	↑	1934,53	0	0
$W_{\text{ф}}$	1	↑	2149,57	10,2	21925,58
$E_{\text{н}}$	1,2	→	12,48	0,67	8,36
$W_{\text{волн}}$	1	→	11,15	44,61	497,45
$q_{\text{з}}$	0,9	↓	34,77	12,65	-439,79
Сумма			$\sum N \uparrow \downarrow = 15964,71$	$\sum M = 69011,46$	

Расчёт краевых напряжений для основного сочетания нагрузок и воздействий в горизонтальном сечении плотины на отметке подошвы:

– Для верхней грани:

Нормальное напряжение, действующее по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B} + \frac{6 \cdot \sum M}{B^2} = -\frac{15964,71}{35,15} + \frac{6 \cdot 69011,46}{35,15^2} = -119,05 \text{ кПа,} \quad (6.106)$$

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

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

$B$  – ширина подошвы плотины.

Нормальное напряжение, действующее по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_B \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (6.107)$$

где  $H_d^u$  – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа,  $m_u = \operatorname{tg} \alpha_1$ , так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то  $m_u = 0$ .

$$H_d^u = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{подошвы}} = 186 - 139,00 = 47 \text{ м.} \quad (6.108)$$

$$\sigma_x^u = 119,05 \cdot 0 - 9,81 \cdot 47 = -450,77 \text{ кПа.}$$

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_B \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0. \quad (6.109)$$

Главное минимальное сжимающее напряжение:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_B \cdot H_d^u \cdot m_u^2, \quad (6.110)$$

$$\sigma_1^u = 119,05 \cdot (1 + 0) + 9,81 \cdot 47 \cdot 0^2 = -128,66 \text{ кПа.}$$

Главное максимальное сжимающее напряжение:

$$\sigma_3^u = -\gamma_B \cdot g \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 47 = -510,12 \text{ кПа.} \quad (6.111)$$

– Для Низовой грани:

Нормальное напряжение, действующее по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{B^2} = -\frac{15964,71}{35,15} - \frac{6 \cdot 69022,46}{35,15^2} = -789,32 \text{ кПа.} \quad (6.112)$$

Нормальное напряжение, действующее по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_B \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2), \quad (6.113)$$

где  $m_t = \operatorname{ctg} \alpha_2 = 0,7$ ;

$\alpha_2$  – угол между низовой гранью и подошвой,  $\alpha_2 = 57^\circ$ ;

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

$$H_d^t = \nabla_{\text{УНБ}_{\min}} - \nabla_{\text{подошвы}} = 146,18 - 139,00 = 7,18 \text{ м;} \quad (6.114)$$

$$\sigma_x^t = -789,32 \cdot 0,7^2 - 9,81 \cdot 7,18 \cdot (1 - 0,7^2) = -30,65 \text{ кПа.}$$

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_B \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t; \quad (6.115)$$

$$\tau_{xy}^t = -(9,81 \cdot 7,18 - 789,32) \cdot 0,7 = 510,58 \text{ кПа.}$$

Главные напряжения:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_B \cdot H_d^t \cdot m_t^2; \quad (6.116)$$

$$\sigma_3^t = -789,32 (1 + 0,7^2) + 9,81 \cdot 7,18 \cdot 0,7^2 = -1146,84 \text{ кПа;}$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_B \cdot H_d^t = -9,81 \cdot 7,18 = -60,14 \text{ кПа.} \quad (6.117)$$

Все расчёты сведены в таблицу 6.4.

Таблица 6.4 – Краевые напряжения на гранях плотины

Грань	Напряжение	Значение, кПа
Верховая	$\sigma_y^u$	-119,05
	$\sigma_x^u$	-450,77
	$\tau_{xy}^u$	0
	$\sigma_1^u$	-119,05
	$\sigma_3^u$	-450,77
Низовая	$\sigma_y^t$	-789,32
	$\sigma_x^t$	-30,65
	$\tau_{xy}^t$	510,59
	$\sigma_1^t$	-60,14
	$\sigma_3^t$	-1146,84

### 6.5.8 Критерии прочности плотины

Необходимо проверить соблюдение критериев прочности:

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.118)$$

где  $\gamma_n = 1,2$  – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения,

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

$\gamma_{cd}$  – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая,  $\gamma_{cd} = 0,95$ ;

$R_b = 2800$  МПа – расчетное сопротивление бетона сжатию класса В5.

В проекте предварительно назначается класс бетона по прочности – бетон класса В5. Выполним проверку бетона по прочности на сжатие:

$$1,2 \cdot 1 \cdot |-1146,84| \leq 0,95 \cdot 2800 \text{ МПа},$$

$$1376,21 \text{ МПа} < 2660 \text{ МПа} \text{ – условие прочности выполняется.}$$

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

$$\sigma_y^u < 0, \quad (6.119)$$

$$-119,05 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} < 0 \text{ – условие выполнено.}$$

3. Запас на температурное воздействие:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_b \cdot H_d^u, \quad (6.120)$$

$$|-119,05| \geq 0,25 \cdot 9,81 \cdot 45,95,$$

$$119,05 \text{ кН/м}^2 > 112,69 \text{ кН/м}^2.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиям прочности.

## 6.6 Расчёт устойчивости плотины

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:

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n; \quad (6.121)$$

$$R = (G_{пл} + G_6 + q_3 - W_{вз} - W_{\phi}) \cdot tg\varphi + c \cdot \omega; \quad (6.122)$$

где  $tan\varphi$  – коэффициент внутреннего трения для скалы основания;

$c = 42,4$  кН/м<sup>2</sup> – сцепление скалы,

$\omega$  – проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр,

$\gamma_{cd} = 0,95$  – коэффициент условий работы,

$\gamma_{lc} = 1$  – коэффициент сочетания нагрузок.

$$R = (13962,35 + 6051,70 + 34,77 - 1934,53 - 2149,57) \cdot \operatorname{tg}36,5 + 42,5 \cdot 35,15 = 13307,14 \text{ кН/м};$$

$$\omega = B_n \cdot 1 = 35,15 \text{ м}^2; \quad (6.123)$$

$$F = W_{\text{вб}} - W_{\text{нб}} + W_{\text{вол}} + E_n = 10356,43 - 184,31 + 11,15 + 12,48 - 64,04 = 10131,70 \frac{\text{кН}}{\text{м}}; \quad (6.124)$$

Условие на сдвиг:

$$\frac{13307,14 \cdot 0,95}{10131,70 \cdot 1} \geq 1,20.$$

$1,25 > 1,2$  – условие выполняется.

Из вышеизложенного следует, что выбранный профиль плотины удовлетворяет условиям прочности и устойчивости при основном сочетании нагрузок и воздействий.

## **7 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Уська-Орочского гидроузла. Охрана труда и противопожарная безопасность**

### **7.1 Общие сведения о районе строительства**

Уська—Орочский гидроузел расположен в Хабаровском крае на реке Тумнин в 82 км выше по течению от поселка Уська—Орочская.

Исток р.Тумнин находится на северном макросклоне хребта Сихотэ—Алинь у посёлка Октябрьский Ванинского района Хабаровского края. Длина реки — 364 км. В створе проектируемой Уська—Орочской ГЭС водосборная площадь представляет довольно горную местность, верхняя, восточная часть которой достигает высоты 472 м. Площадь водосборного бассейна составляет 22 400 км<sup>2</sup>. Ширина реки до 130 м, глубина до 12 м.

Питание реки смешанное, преобладает дождевое. Вследствие подобного типа питания режим реки характеризуется непродолжительным весенним половодьем. Ледостав устанавливается в первой половине ноября и продолжается до апреля. Ледоход бывает не каждый год, в теплые годы при длительных положительных температурах ледоход не устанавливается совсем. Чаще ледяной покров образуется путем смерзания постепенно расширяющихся заберегов противоположных берегов. После снежных зим половодье сопровождается значительным подъемом уровня воды. Летнее — осенняя межень в отдельные годы прерывается дождевыми паводками.

Рассматриваемая территория относится к континентальному с муссонной циркуляцией атмосферы климатическому району. Средняя годовая температура воздуха составляет +15°С, абсолютный минимум -29°С, абсолютный максимум +21°С. Годовая сумма осадков 849 мм.

Основными источниками загрязнения реки Тумнин в рассматриваемом створе является сброс неочищенных и недостаточно очищенных сточных вод с коммунальных, промышленных, сельскохозяйственных объектов, находящихся выше по течению от створа строительства. Основными загрязняющими веществами, поступающими в реку со сточными водами промышленных предприятий, предприятий коммунального хозяйства и с ливневыми водами с территорией населенных пунктов, являются: нефтепродукты, нитриты, нитраты, фосфаты, азот аммонийный, взвешенные вещества. Качество воды также характеризуется высокими значениями БПК, ХПК, минерализации, цветности и мутности.

Растительность территории в районе строительства Уська—Орочской ГЭС преимущественно лесная. По берегам реки присутствуют лиственница, ель. По руслу реки Тумнин располагаются много различных островов. Растительность представлена лесными видами.

В районе площадки строительства Уська—Орочского ГУ обитает 84 вида охотничьих ресурсов. Из них 37 видов млекопитающих, 47 видов птиц.

Основными видами являются:

- копытные – лось, дикий северный олень, косуля, кабан, изюбр;
- пушные – соболь, белка, норка, лисица, выдра, ондатра;
- птицы – аист, утка, цапля, клёт, поползень, свиристель;

К краснокнижным, редким и исчезающим животным относятся: амурский лесной кот, амурский тигр, красный волк, чешуйчатый крохаль, пятнистый олень, дальневосточный аист, мандаринка, беркут и др. Поэтому, начиная с первого года строительства, и на протяжении всего периода эксплуатации необходимо проводить мониторинг численности краснокнижных и редких видов для разработки мероприятий по минимизации воздействия объектов Уска–Орочского гидроузла на краснокнижные и редкие виды животных, а также определить мероприятия по компенсации ущерба этим видам от строительства гидроузла.

Водные биологические ресурсы реки Тумнин на участке строительства Уска–Орочской ГЭС представлены следующими видами: корюшка, камбала, горбуша, таймень, кета и т.д. В соответствии с Приказом Федерального агентства по рыболовству от 17.09.2009 № 818 «Об установлении категории водных объектов рыбохозяйственного значения и особенностей добычи (вылова) водных биологических ресурсов, обитающих в них и отнесенных к объектам рыболовства» река Тумнин на рассматриваемом участке относится к водному объекту I категории рыбохозяйственного значения, поэтому и в период строительства, и в период дальнейшей эксплуатации гидроузла сброс сточных вод в р.Тумнин необходимо производить с содержанием загрязняющих веществ с концентрациями, не превышающими ПДК.

Воздействие Уска–Орочской ГЭС на окружающую среду будет оказываться в период строительства и в период дальнейшей эксплуатации станции.

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

При строительстве Уска–Орочского ГУ выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- отсыпка перемычек;
- подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений;
- строительство поселка эксплуатирующего персонала.

В период строительства предусмотрены мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по минимизации воздействия на окружающую среду непосредственно от строительства.

Воздействие на окружающую среду в период строительства:



- создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе свodka леса и санация территории;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;
- образование и обращение с отходами;
- опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС;
- переселение населения из зоны затопления.

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

1. Формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
2. Изменение процессов переноса и седиментации наносов;
3. Формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды р.Тумнин в нижнем бьефе Уська–Орочского гидроузла;
4. Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

В соответствии с требованиями СП от 01.07.1985 № 3907–85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

- очистка территории от остатков строений и мусора;
- вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;
- санитарная очистка территорий животноводческих объектов;
- засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин;

Кроме того, в состав санитарных мероприятий входит очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности.

При проектировании мероприятий по инженерной защите населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления, берегообрушения, должны быть предусмотрены:

- технические мероприятия, исключаящие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;
- технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты;

Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с работой автотранспорта, проведением различных видов строительных работ.

### 7.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СП от 1.07.1985 № 3907–85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ», в соответствии с которыми:

1. Разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора.

2. Мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантных проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ.

3. Работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища.

4. Требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.

Создание водохранилища влечет за собой необходимость в переселении жителей из зоны затопления.

– На территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения.

– Оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте.

– Металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки.

– Выгреба уборных после вывоза отходов дезинфицируются сухими препаратами ДТС КГ или хлорной известью и засыпаются чистым грунтом.

– Нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки.

– Очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию.

– Навоз, навозные стоки и мусор животноводческих объектов обеззараживаются, после чего вывозятся на сельскохозяйственные поля.

– Почва животноводческих помещений, загонов прожигается с применением горючих материалов или орошается растворами двурети основной соли гипохлорита кальция или хлорной извести, содержащей не менее 5% активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого вывозится за пределы территории затопления и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2м.

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период:

1. Организационные

- Разработка и утверждение проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ) ;
- Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);
- Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;
- Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;
- Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;
- Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;
- Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;
- Организация и проведение производственного экологического контроля
- 2 Санитарно- технические
- Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;
- Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах ;
- Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;
- Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;
- Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;
- Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ
- Организация и осуществление контроля качества сточных, дренажных и природных поверхностных вод;
- Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;
- Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;
- Организация стоянок автотранспорта в специально оборудованных местах, имеющих твердое покрытие .

#### **7.4 Отходы, образующиеся при строительстве**

В период строительства Уська–Орочской гидроэлектростанции осуществляется значительный объем строительно-монтажных работ, при проведении которых образуется большое количество отходов, таких как:

- Лом бетонных изделий. Код отходов по ФККО – 2014 8 22 201 01 21 5.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{638748 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 30769 \text{ т}, \quad (7.1)$$

где  $N$ - объем бетонных работ, м<sup>3</sup>;

$q$ - удельный норматив образования, %;

$\rho$ - плотность бетона, т/м<sup>3</sup>.

– Лом и отходы, в которых содержатся незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные. Код отходов по ФККО – 2014 4 61 010 01 20 5

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{108362 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 1084 \text{ т}. \quad (7.2)$$

Таким образом, в процессе строительства Уська–Орочской ГЭС будет образовано 30769 т лома бетонных изделий и 1084 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

## **7.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации**

В эксплуатационный период Уська–Орочского гидроузла воздействие на окружающую среду будет оказываться:

- Сбросом дренажных, дождевых и талых вод;
- Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель–генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
- Образованием отходов при эксплуатации, техническом обслуживании и текущих ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;
- На среду обитания населения ближайших населенных пунктов, которые связаны с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.
- В период эксплуатации Уська–Орочской ГЭС основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:
  - Регулирование водным режимом водотока;
  - Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
  - Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;
  - При проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

Вследствие того, что на расстоянии 23 км от ГЭС находится поселок Туличи, согласно СП от 2.2.1/2.1.11200–03 «Санитарно–защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов», требуется проведение исследований по необходимости установления санитарно-защитной зоны: исследования химических и физических факторов.

Также, согласно СП от 2.1.4.1110–02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения», требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Тумнин от сбросов Уська–Орочской гидроэлектростанции ниже по течению реки.

## **7.6 Пожарная безопасность**

Станционные помещения, подлежащие оснащению пожарной сигнализацией, должны быть оборудованы датчиками обнаружения пожара и системами, которые обеспечивают прием от датчиков сигналов и формируют необходимые сигналы управления, а также сигналы на центральный пункт управления о пожаре с указанием конкретного места [25].

Оборудование и помещения, подлежащие оснащению автоматическим пожаротушением, должны иметь датчики обнаружения пожара и системы, обеспечивающей прием от датчиков сигналов и формирование необходимых сигналов управления запорно–пусковыми органами подачи воды, вентиляционными системами, а также сигналов на ЦПУ о пожаре с указанием конкретного оборудования. Применяются несколько типов датчиков: реагируют на появление дыма, реагируют на дым и повышение температуры, реагируют на повышение температуры.

В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние энергетических предприятий возлагается на руководителей этих предприятий и организаций. Руководители структурных подразделений предприятий, начальники цехов, подстанций, лабораторий, мастерских, складов и т.п., а также другие должностные лица, ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

- Обеспечить на вверенных им участках производства соблюдение противопожарного режима и выполнение в установленные сроки мероприятий, повышающих пожарную безопасность;

- Обеспечить исправность технологического оборудования в соответствии с техническими требованиями и проектными решениями. Немедленно принимать меры к устранению обнаруженных неисправностей, которые могут привести к пожару;

- Организовать пожарно–техническую подготовку подчиненного персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности, особенно по технологии производства;

- Обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом цеха и подрядными

организациями. Установить режим уборки рабочих мест и помещений, а также отключения электросети после окончания работы, за исключением дежурного освещения, системы обнаружения и тушения пожаров и оборудования с непрерывным технологическим процессом;

- Установить порядок и ответственность за содержание в исправном состоянии и постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

В целях уменьшения рисков, связанных с пожарами на проектируемой Уська–Орочской ГЭС должны быть предусмотрены следующие меры:

- Все помещения сооружений и помещения с оборудованием ГЭС должны удовлетворять требованиям пожарной безопасности;

- Должны проводиться регулярные проверки состояния пожарной безопасности предприятия, исправности технических средств тушения пожара, систем водоснабжения, оповещения, связи и других систем противопожарной защиты.

- Курение разрешается только в специально отведенных для этого местах, при соблюдении необходимых мер пожарной безопасности. Эти места должны иметь указательные знаки безопасности;

- Огневые работы должны выполняться в соответствии с требованиями правил безопасности при работе с инструментом и приспособлениями;

- На основании действующих Правил для каждого цеха, лаборатории, мастерской, склада, административных помещений и других сооружений должна быть разработана конкретная инструкция о мерах пожарной безопасности, которая вывешивается на видном месте;

- Проведение инструктажей персонала по противопожарной безопасности ответственными с проверкой знаний правил работников энергетических предприятий.

Автоматическим водяным пожаротушением на ГЭС оснащены:

- трансформаторы;
- гидрогенераторы;
- кабельные секции;
- реакторы;
- подпультные помещения;
- помещения маслохозяйства.

Трансформаторы на гидроэлектростанции являются главными объектами пожарной безопасности, так как содержат значительное количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. Пуск системы пожаротушения трансформатора осуществляется дифференциальными и газовыми защитами. По периметру трансформатора устанавливаются на безопасном расстоянии кольцевые трубопроводы, на которых вертикально устанавливаются дренчерные оросители. Также должны быть установлены специальные емкости, куда будет сливаться водно-масляная смесь, которая образуется во время тушения пожара.

В этом маслосборнике предусматривается устройство для разделения воды и масла. Вода, поступившая в маслосборник, сливается в нижний бьеф, отделенное масло задерживается, а затем сливается в масляное хозяйство ГЭС.

Кабельные сооружения гидроэлектростанции должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и запорно-пусковых устройств (ЗПУ).

Гидрогенераторы должны быть оснащены автоматической системой пожаротушения распыленной водой, действие запорных устройств осуществляется с запуском от дифференциальной защиты генератора, либо при одновременном срабатывании дифференциальной защиты и специальных датчиков пожаротушения. Использование для тушения пожара внутри гидрогенераторов пенных и химических огнетушителей не допускается. Для подачи воды для тушения пожара вокруг обмотки статора располагаются кольцевые трубопроводы с установленными в них распылителями. Распыленная под давлением вода гасит пламя. Если произошло очаговое возгорание обмотки, пожар тушат с помощью углекислотных ручных огнетушителей. Система пожаротушения гидрогенераторов должна предусматривать отвод использованной воды в дренажную систему.

Для создания необходимого рабочего давления в системе противопожарного водоснабжения могут использоваться водозаборы из верхнего бьефа или насосные установки.

## **7.7 Требования по охране труда и технике безопасности**

Все сотрудники ГЭС, а также работники подрядных организаций, привлекаемых для работ на территорию ГЭС, должны знать и выполнять требования в области охраны труда (правил безопасности). До начала работы руководители структурных подразделений должны проверить выполнение всех требований безопасности, относящихся к предстоящей работе. Перед началом выполнения работ, сотрудник обязан получить инструктажи по безопасному производству работы, пройти необходимую проверку знаний по охране труда, а также проверить свое рабочее место на наличие и достаточность средств индивидуальной защиты, ограждающих устройств, средств оказания первой медицинской помощи [24].

Подразделения ГЭС должны быть оснащены испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, системами автономных устройств жизнеобеспечения, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами. Сотрудник обязан знать, выполнять и нести персональную ответственность за нарушение требований нормативных актов по охране труда.

Основными задачами в области охраны труда при эксплуатации оборудования и сооружений гидроэлектростанции является создание безопасных условий труда, обучение персонала безопасному проведению работ,

методам оказания первой помощи при несчастных случаях, разработка и осуществление организационных и технических, а также санитарно-гигиенических мероприятий по предупреждению и снижению травматизма на производстве.

Эксплуатируемые гидротехнические сооружения должны быть укомплектованы следующими техническими средствами, обеспечивающими безопасность труда:

- проходы по сооружениям и на высоте, переходные мостки с одного сооружения к другому должны иметь ограждение;
- сооружения должны быть оснащены спасательными средствами на возможные падения персонала в воду;
- обслуживание сооружений без постоянного эксплуатационного персонала должно производиться группой не менее 2-х человек.

Для каждого сооружения и каждого рабочего места должна быть разработана инструкция по технике безопасности при проведении эксплуатационных работ.

На проектируемой Уська–Орочской ГЭС должен быть оборудован кабинет охраны труда и безопасности с материалами по тематике охраны труда и безопасного производства работ. На каждом рабочем месте должны быть производственные и должностные инструкции и инструкции по охране труда в необходимом объеме. Организация ГЭС несет ответственность за состояние охраны труда и безопасности на ГЭС и должны обеспечить контроль соблюдения требований настоящего стандарта, требований инструкций по охране труда, проведением инструктажей и тренировок для отработки навыков по эвакуации работников в случае появления чрезвычайных ситуаций.

На Уська–Орочской ГЭС должен быть организован участок по охране труда, который будет являться организационным центром по работе с персоналом. Организация ГЭС должны обеспечивать контроль и систематические проверки:

- соответствия как функционирующего, так и находящегося в ремонте или в резерве оборудования и сооружений ГЭС требованиям безопасности;
- знаний сотрудниками схем путей эвакуации, схем размещения безопасных помещений, навыков их применения на практике;
- знаний работниками средств индивидуальной защиты, средств коллективной защиты и систем автономных установок жизнеобеспечения, навыков их применения по назначению;

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам труда при эксплуатации гидротехнических сооружений, а также электро–, пожаро–, взрывобезопасности при выполнении работ, пройти проверку знаний, работнику, прошедшему проверку знаний по охране труда, выдается удостоверение о проверке знаний.



## 8 Технико-Экономические показатели

### 8.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

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

Таблица 8.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2025	2026	2027	2028	2029
Установленная мощность	МВт	136,0	136,0	136,0	136,0	136,0
Число часов использования установленной мощности	Часы	4000	4000	4000	4000	4000
Выработка электроэнергии	МВт·ч	45320,0	45320,0	45320,0	45320,0	45320,0
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	453,2	453,2	453,2	453,2	453,2
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	44866,8	44866,8	44866,8	44866,8	44866,8
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	1214,6	1259,5	1303,3	1345,8	1389,2
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	54,5	56,5	58,5	60,4	62,3
НДС к выручке	млн.руб	8,3	8,6	8,9	9,2	9,5

Данные, полученные в результате расчётов, показывают, что при постоянном объеме продаж электроэнергии полученная выручка возрастает. Это связано прежде всего с ростом тарифов на электроэнергию.

### 8.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 – «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.» [26] с учетом реализованной электроэнергии.

Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный горизонт планирования всеми структурными подразделениями ПАО «РусГидро»,

дочерними и зависимыми обществами ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗООАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, а также условий и допущений, необходимых для подготовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов на средне–срочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами, это денежные средства, необходимые для организации производственного процесса и создания продукции, работ или услуг.

Себестоимость продукции непосредственно зависит от текущих расходов предприятия, так как характеризует величину затрат, приходящихся на единицу продукции. Очевидно, что все факторы, влияющие на формирование расходов, оказывают непосредственное влияние и на себестоимость продукции.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- Амортизационные отчисления;
- Расходы по страхованию имущества;
- Эксплуатационные расходы;
- Расходы на ремонт производственных фондов;
- Расходы на услуги регулирующих организаций;
- Налог на воду.

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

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

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

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/Мвт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	34,67
Прочие	274,0	37,25
Итого по ГЭС		71,92

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

Таблице 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этапы жизненного цикла проекта (лет)	1–5	6–15	16–25	более 25
Величина, %	0,06	0,09	0,14	0,2

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	32,49
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097тыс.руб/Мвт·ч	2,27
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб/Мвт·ч	0,66
Итого		35,43

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт·ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Тумнин 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				
	2025	2026	2027	2028	2029
Амортизационные отчисления, млн.руб.	328,01	89,13	89,13	89,13	101,92
Расходы на страхование, млн.руб.	51,15	48,45	45,89	43,15	36,05
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	71,92	71,92	71,92	71,92	71,92
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	3,04	2,88	3,64	3,42	2,86
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	14,21	14,21	14,21	14,21	14,21
Налог на воду, млн.руб.	5,64	5,64	5,64	5,64	5,64
Итого, млн.руб.	365,43	129,57	131,37	134,35	154,79

Из полученных данных можно сделать вывод, что основную часть затрат по гидроузлу в первые годы эксплуатации занимают амортизационные отчисления и эксплуатационные затраты.

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы, представленной на рисунке 8.1.

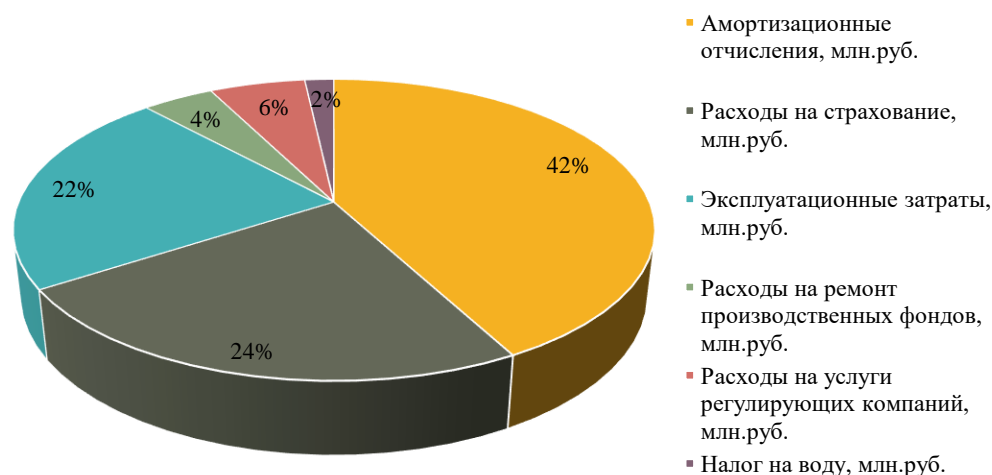


Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %

Из рисунка 8.1 видно, что в процентном соотношении можно сделать аналогичный с таблицей 8.5 вывод. Амортизационные отчисления занимают лидирующую позицию (42 %), следом идут расходы на страхование (24%) и эксплуатационные расходы (22 %).

### 8.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после окончания строительства проектируемой ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

- Налог на прибыль – 20%;
- НДС – 20%;
- Взносы в социальные фонды – 34%;
- Налог на имущество – 2,2%;
- Налог на воду на 1 тыс. кВт.ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2027	2028	2029	2030	2031
Налог на прибыль, млн.руб.	223,87	233,29	211,02	239,44	237,07
НДС, млн.руб.	147,77	271,78	22,82	105,58	239,89
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	7,34	7,34	7,34	7,34	7,34
Налог на имущество, млн.руб.	67,81	65,84	83,10	105,14	144,46

## Окончание Таблицы 8.6

Наименование	Год реализации проекта				
	2027	2028	2029	2030	2031
Итого, млн.руб.	446,79	578,26	324,29	457,50	628,76

Расчетные данные показывают, что основные налоговые отчисления приходятся на налог на прибыль и налог на добавленную стоимость (НДС). Видно, что налоговые расходы составляют значительную часть расходов ГЭС.

#### 8.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является конечным финансовым результатом от продажи электроэнергии генерирующей компании и в общем виде представляет разницу между ценой продукции и её себестоимостью.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2025	2026	2027	2028	2029
Выручка (нетто), млн.руб.	1228,2	1273,4	1317,4	1362,7	1406,3
Текущие расходы, млн.руб.	363,6	127,7	129,5	132,5	154,8
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	1222,6	1267,8	1311,8	1357,0	1400,7
ЕВИТ (прибыль до налогообложения), млн.руб.	798,2	1079,3	1125,3	1172,4	1170,3
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	183,9	184,5	224,2	233,6	236,3
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	623,0	879,0	900,2	937,9	936,2
Ставка налога на прибыль, %	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0

В первые годы эксплуатации наблюдается рост годовой прибыли, обусловленной увеличением выручки от продаж электроэнергии, текущие расходы уменьшаются, ставка налога на прибыль остается неизменной.

Анализ денежных потоков оценивается графиком Кэш–Фло. Изобразим на графике укрупненные этапы проекта, график Кэш–Фло представлен на рисунке 8.2.



Рисунок 8.2 – График денежных потоков с укрупненными этапами реализации проекта

Из графика видно, что по данному проекту, с начала его реализации наблюдается отрицательный денежный поток, который связан со строительными работами и приобретением оборудования вплоть до 2025 года. С начала производства электроэнергии денежный поток не переходит в положительное направление, как это ожидалось, поскольку затраты превышают доходы. Начиная с 2026 года по проекту отрицательный денежный поток начинает сокращаться и к 2032 году становится положительным. После доходы начинают покрывать расходы и приносить прибыль.

## 8.5 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 – «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017–2042 гг.).

### 8.5.1 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 ОАО «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 Уська–Орочской ГЭС составляет 25 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования. Расчеты производятся по состоянию на 1 квартал 2022 года без учета геополитических изменений после 24 февраля 2022 года.

2) Предполагается, что в течение прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

### 8.5.2 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Показатели эффективности реализации проекта «Уська–Орочской ГЭС на реке Тумнин»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,60
Период окупаемости - РВ, мес	121
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	706,84
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,15
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	13,06
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт·ч	0,39
Удельные капиталовложения, руб/Квт	78286,8

По данным таблицы видно, что доход на конец расчетного периода составит порядка 707 млн. руб. Полученная величина себестоимости электроэнергии – 0,39 руб./кВт·ч.

### 8.5.3 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

Наименование	2024	2025	2026	2027	2028
В федеральный бюджет, млн.руб	85,7	191,3	191,8	379,3	512,8
В региональный бюджет, млн.руб	10,6	59,7	73,2	67,9	66,0
Итого налоговых поступлений, млн.руб	96,3	251,0	265,0	447,3	578,8

Строительство Уська–Орочской ГЭС обеспечит регулярное поступление денежных средств в федеральный и региональный бюджеты. С момента производства электроэнергии, денежные поступления значительно возрастут.

### 8.6 Анализ чувствительности

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности – метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины прогнозного тарифа к изменениям:

- а) Цена сбыта;
- б) Ставка дисконтирования;
- в) Объем инвестиций.

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно.

Изменение NPV в зависимости цены сбыта представлено на рисунке 8.3.



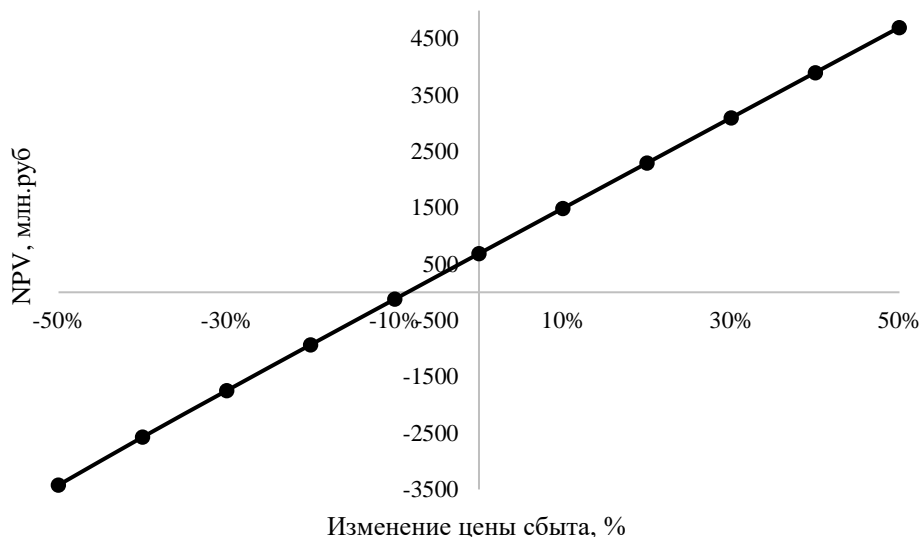


Рисунок 8.3 – Изменение NPV в зависимости от изменения цены сбыта

График показывает, что увеличение цены сбыта влечёт за собой увеличение (NPV).

Изменение NPV в зависимости от изменения ставки дисконтирования представлена на рисунке 8.4.

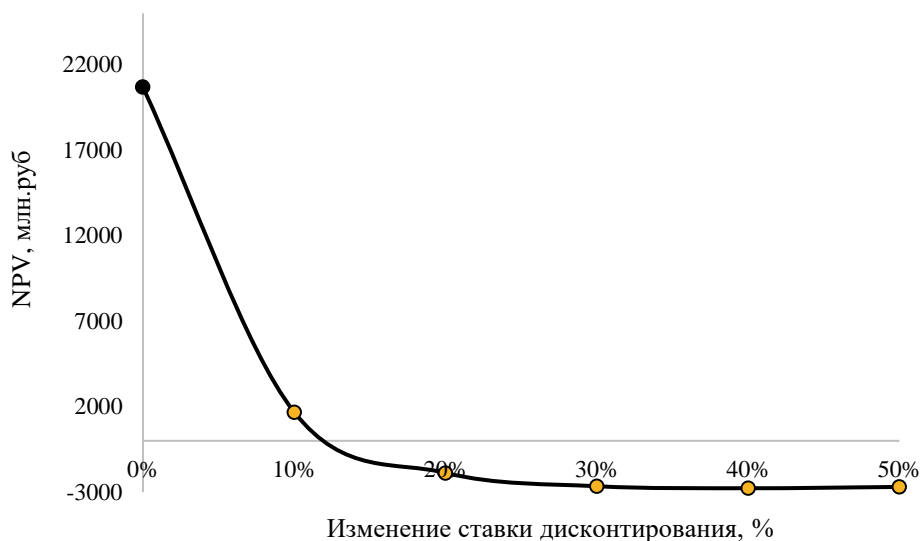


Рисунок 8.4 – Сумма NPV в зависимости от изменения ставки дисконтирования

График показывает, что увеличение ставки дисконтирования влечёт за собой уменьшение величины NPV.

Изменение NPV в зависимости от изменения объема инвестиций представлена на рисунке 8.5.

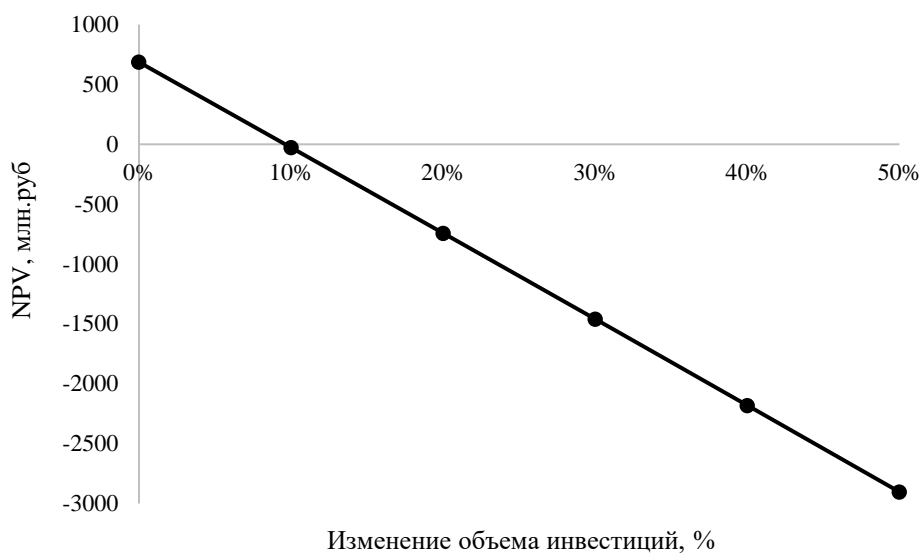


Рисунок 8.5 – Сумма NPV в зависимости от изменения объема инвестиций

График показывает, что увеличение объемов инвестиций влечёт за собой уменьшение величины NPV.

## 9 Автоматическое повторное включение

### 9.1 Назначение АПВ

КЗ в элементах энергосистемы приводят к авариям и вызывают нарушение электроснабжения потребителей. Однако большая часть повреждений носит неустойчивый характер. Касание токоведущих частей птицами, деревьями, схлестывание электрических проводов под действием сильного ветра, атмосферные перенапряжения – одни из причин возникновения неустойчивого повреждения электрооборудования. Практика эксплуатации энергосистем показывает, что неустойчивые повреждения электрооборудования самоустраняются после кратковременного снятия напряжения.

Устройства автоматического повторного включения (УАПВ) предназначены для восстановления нормальной схемы питания потребителей, путем автоматического включения выключателя, отключенного в результате неустойчивого повреждения в электрооборудовании. Автоматическое повторное включение эффективно лишь в случае неустойчивого повреждения электрооборудования. При устойчивых повреждениях (обрыв проводов, разрушение изоляторов, повреждение электрических аппаратов и т.п.) ликвидировать повреждение кратковременным снятием напряжения не удастся, потребуется вмешательство оперативного персонала. Использование УАПВ позволяет предотвратить развитие аварийной ситуации, значительно сократить время перерыва в электроснабжении потребителей, тем самым повышая надежность работы энергосистемы. Работа АПВ разрешается лишь, при условии отсутствия запретов и ограничений на повторное включение.

АПВ считается успешным, если при повторном включении электрооборудования, оно возобновляет свою работу, а повреждение самоустраняется. Если же после повторного включения, электрооборудование вновь отключается устройствами релейной защиты, а повреждение остается на защищаемом оборудовании, то АПВ считается неуспешным.

Устройствами автоматического повторного включения оснащаются:

- Линии электропередач;
- Трансформаторы;
- Сборные шины;
- Электродвигатели;

Данные о повреждаемости воздушных линий электропередач за многолетний период эксплуатации показывают, что доля неустойчивых повреждений весьма высока и составляет 50–90%. Следовательно, наиболее эффективным средством, предотвращающим развитие аварийной ситуации, является устройство автоматического повторного включения. Успешность действия АПВ на ВЛ зависит от номинального напряжения ЛЭП. Данные о успешности действия АПВ указаны в таблице 9.1.

Таблица 9.1 Успешность действия АПВ в зависимости от  $U_{ном}$  ЛЭП.

Номинальное напряжение ЛЭП, $U_{ном}$ , кВ	Успешность действия АПВ, %
6-10	40-60
35	65-70
110-220	75-80
330	65-70
500-750	~50

Автоматическое повторное включение трансформаторов предусматривают для автоматического восстановления их нормальной работы после аварийных отключения. Согласно [29] устройствами АПВ должны быть оборудованы все одиночные понижающие трансформаторы мощностью более 1 МВ·А на подстанциях энергосистем, имеющие выключатель и максимальную токовую защиту с питающей стороны, когда отключение трансформатора приводит к обесточению электроустановок потребителей. АПВ трансформаторов разрешается, при условии, что аварийное отключение не связано с внутренними повреждениями трансформатора. Пуск устройств АПВ трансформаторов, в большинстве случаев, осуществляется от резервной защиты трансформатора. При любом виде внутреннего повреждения трансформатора срабатывает газовое реле. Из этого следует, что пуск устройства АПВ разрешается производить при любом аварийном отключении трансформатора, но при срабатывании газового реле, повторное включение трансформатора производить запрещено.

АПВ сборных шин, в основном, применяется на крупных подстанциях, имеющих большое число подходящих линий (четыре и более линии). После отключения шин подстанции устройствами релейной защиты, производится повторная подача напряжения на шины и при неустойчивых повреждениях на шинах обеспечивается восстановление нормального питания потребителей, подключенных к этим шинам. АПВ шин может происходить как выключателями питающих линий, так и выключателями питающих присоединений. Устройствами автоматического повторного включения осуществляется опробование шин (т.е. напряжение на шины подается сначала от одного из отключившихся питающих присоединений), если опробование шин оказалось успешным, то включаются остальные присоединения. При неуспешном опробовании шин, создаются цепи запрета цикла АПВ.

При КЗ в электрических сетях происходит резкое снижение напряжения, вследствие чего, поврежденные элементы энергосистемы отключаются. Устройство АПВ восстанавливает нормальное питание электродвигателя, тем самым, не допускает снижение частоты вращения ЭД.

Устройство АПВ должно иметь минимально возможное время срабатывания, для сокращения продолжительности перерыва питания потребителей.

$$t_{АПВ1} \geq t_{г.п.} + t_{зАП} = 0,5..0,8 \text{ с}, \quad (9.1)$$

где  $t_{г.п.}$  – время готовности привода к работе на включение;

$t_{зап}$  – время запаса.

Время запаса предусматривает время деионизации среды и время готовности выключателя.

## 9.2 Классификация АПВ

Классификация АПВ выполняется по следующим признакам:

1. По кратности действия.

– Однократное АПВ;

– Многократное АПВ (дву– и трехкратные АПВ).

Успешность однократного АПВ достигает 70–80%. Двукратные АПВ обладают 10–15% вероятностью успешного действия. Вероятность АПВ трехкратного действия составляет 1,5–3%. В большинстве случаев применяется АПВ однократного действия. Многократные АПВ применяются в основном на системообразующих линиях.

2. По способу воздействия на привод выключателя.

– Механические устройства АПВ;

– Электрические устройства АПВ.

Механические устройства АПВ встраиваются в пружинный или грузовой привод выключателя и оказывают на него механическое воздействие. Электрические устройства АПВ осуществляют воздействие на электромагнит включения выключателя с выдержкой времени. Механические устройства АПВ имеют ряд недостатков – из-за отсутствия времени срабатывания АПВ снижается вероятность успешного действия АПВ. Так же от механических воздействий быстрее изнашивается привод выключателя, что потребует более частых капитальных ремонтов. Электрические устройства АПВ имеют упрощенную конструкцию и повышенную надежность действия.

3. По виду оборудования, на котором устанавливается АПВ.

– Линий электропередач;

– Шин распределительных устройств;

– Трансформаторов;

– Электродвигателей.

4. По числу включаемых фаз.

– Однофазные АПВ (ОАПВ);

– Трехфазные АПВ (ТАПВ);

– Комбинированные АПВ.

Трехфазные АПВ включают три фазы выключателя после их отключения релейной защитой. Однофазные АПВ включают одну фазу выключателя, после ее отключения устройствами релейной защиты. Комбинированные АПВ осуществляют включение трех фаз при междуфазных повреждениях, или включение одной фазы при однофазных коротких замыканиях. ОАПВ применяется в сетях с эффективно заземленной нейтралью на

системообразующих линиях и линиях, связывающих энергосистемы между собой. Установка ОАПВ возможна, при условии, что на включаемой линии установлены пофазно управляемые выключатели. ТАПВ применяются как в сетях с эффективно заземленной нейтралью, так и в сетях с изолированной нейтралью. Для реализации ТАПВ требуется установленный на включаемой линии трехфазный выключатель.

5. По способу проверки синхронизации линий с двухсторонним питанием.

- Несинхронные АПВ;
- АПВ с контролем синхронизма.

К несинхронным устройствам АПВ относятся несинхронные (НАПВ) и быстродействующие АПВ (БАПВ).

К устройствам АПВ с контролем синхронизма относятся АПВ с ожиданием синхронизма (АПВОС) и устройства АПВ с улавливанием синхронизма (АПВУС). Устройства АПВОС разрешают включение линии только при наличии синхронизма. Устройства АПВУС разрешают включение линии, если разность частот несинхронно работающих частей энергосистемы не превышает допустимого значения. Линии, имеющие достаточно мощные параллельные связи, которые обеспечивают сохранение синхронизма при отключении рассматриваемой линии, разрешают установку устройств АПВОС. Устройства АПВУС допускается устанавливать на линиях, имеющих слабые параллельные связи или вовсе не имеющих их.

6. По способу проверки напряжения при действии АПВ:

- С проверкой отсутствия напряжения (АПВОН);
- С проверкой наличия напряжения (АПВНН).

АПВНН предназначена для предотвращения включения линии на устойчивое КЗ.

– С проверкой наличия напряжения на включаемом под нагрузку оборудовании (АПВНН), предназначена для предотвращения включения линии на устойчивое КЗ;

– С проверкой отсутствия напряжения на линии (АПВОН) – применяется в распределительных сетях на линиях с выделенной нагрузкой;

7. По способу пуска устройства АПВ.

– С пуском при несоответствии положения выключателя к положению ключа управления;

– С пуском от устройств релейной защиты.

8. По виду оперативного тока.

- Устройства АПВ на постоянном оперативном токе;
- Устройства АПВ на переменном оперативном токе.

На подстанциях с постоянным оперативным током энергия, необходимая для работы реле, входящих в схему АПВ, поступает от аккумуляторной батареи. В схемах на переменном оперативном токе в качестве источников энергии используются трансформаторы собственных нужд, трансформаторы тока и

трансформаторы напряжения. Указанные отличия обуславливают особенности схем АПВ, конструктивных данных реле, применение блоков питания и др.

### 9.3 Технические требования предъявляемые к АПВ

Для сохранения устойчивой работы электрической системы устройства АПВ должны иметь максимальное быстродействие. Однако во избежание повторного зажигания дуги после подачи напряжения, перерыв в подаче напряжения должен превышать время деионизации среды, в которой гасится дуга. Так же нужно учитывать, что условия работы выключателей в цикле АПВ тяжелее обычных. На быстродействие АПВ влияют время готовности привода выключателя на включение, а также время возврата в исходное положение реле защиты, действовавшей при коротком замыкании.

К схемам АПВ накладывается запрет на многократное включение на КЗ. Многократное включение выключателя на КЗ могут вызвать серьезные повреждения данного выключателя.

При автоматическом отключении выключателя, последовавшим после его оперативного включения дежурным персоналом, пуск АПВ производится не должен.

Основные требования предъявляемые к АПВ:

- Устройства АПВ должны приводиться в действие во всех случаях автоматического, самопроизвольного отключения выключателя, кроме случаев, когда выключатель отключен сразу же после его оперативного включения.

- Схемы АПВ должны действовать с заданной кратностью.

- АПВ должно происходить со специально установленной выдержкой времени, чтобы обеспечить максимально быстрое восстановление нормального режима работы линии или электроустановки.

- Устройство АПВ после успешного действия должна автоматически (с некоторой выдержкой времени) возвратиться в состояние готовности к новому действию.

- Длительность включающего импульса от устройства АПВ должна быть достаточной для надежного включения выключателя.

- Схемы АПВ должны иметь запрет на включение при срабатывании некоторых устройств релейной защиты (газовая, дифференциальная защита трансформатора, действующие при внутренних повреждениях), а также при действии ряда устройств противоаварийной автоматики (частотная разгрузка, автоматика отделения местных электростанций и др.)

Кроме вышеперечисленных основных требований в устройствах АПВ должны быть предусмотрены цепи ускорения действия релейной защиты, а также переключающие устройства, обеспечивающие ввод устройств в работу и вывод их из работы оперативным персоналом.

## 9.4 Принцип работы АПВ

Рассмотрим схему однократного АПВ с пуском от релейной защиты, представленную на рисунке 9.1.

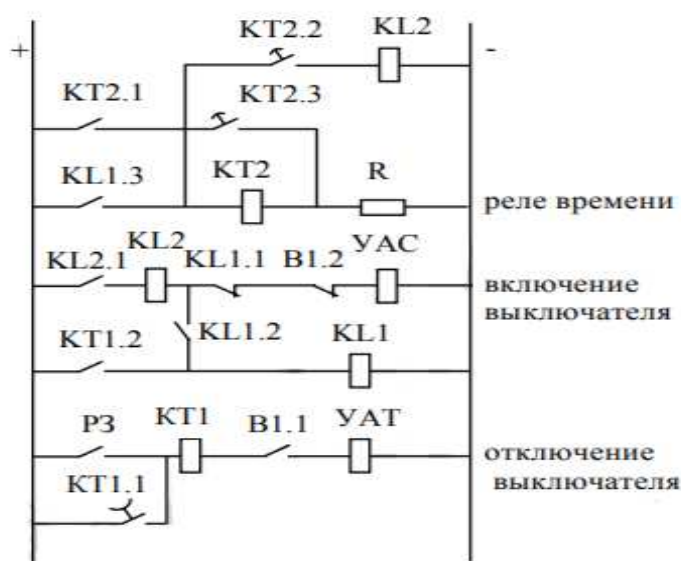


Рисунок 9.1 – Схема однократного АПВ с пуском от релейной защиты.

Схема работает следующим образом. При повреждении линии срабатывает релейная защита, которая подает сигнал на отключение выключателя. Последовательно с катушкой отключения УАТ включено промежуточное реле КТ1, так что при подаче сигнала на отключение это реле срабатывает и запускает схему повторного включения – реле КЛ1, КТ2 и КЛ2. Реле КТ2 имеет три пары контактов. Контакт 1 служит для самоудерживания. Проскальзывающий контакт 2, замыкающийся с выдержкой времени  $t_2$ , создает импульс на повторное включение. Выдержка времени третьего контакта  $t_3$ , больше времени выдержки замыкания второго контакта  $t_2$ . Реле времени возвращается в исходное положение только после замыкания контакта 3, т.е. тогда, когда вся программа цикла выполнена.

**Успешный цикл АПВ.** При повреждении на линии срабатывает релейная защита, которая подает сигнал на отключение выключателя, затем выключатель отключает линию. Одновременно с этим запускаются элементы схемы АПВ. Если на отключенной линии произошло неустойчивое повреждение, то реле времени (КТ1) и промежуточное реле (КЛ1) возвращаются в исходное положение. Реле КТ2 самоудерживается и обеспечивает выполнение программы повторного включения. По истечении выдержки времени  $t_2$ , равной порядка 0,5с, подается сигнал на реле КЛ2, которое в свою очередь подает сигнал на включение выключателя. Реле КЛ2 имеет дополнительную, последовательную обмотку, за счет которой якорь удерживается до момента включения выключателя. По истечении выдержки времени  $t_3$ , замыкается третий контакт реле КТ2 и это реле возвращается в исходное положение.



**Неуспешный цикл АПВ.** Релейная защита отключает линию, а устройство АПВ подает сигнал на включение выключателя. В случае устойчивого повреждения релейная защита вторично отключает линию. Выдержка времени  $t_3$ , выбирается больше времени срабатывания релейной защиты и обычно составляет 8–10 секунд. Поэтому реле времени КТ2, запущенное при первом срабатывании защиты, продолжает работать. Действие проскальзывающего контакта КТ2.2 было использовано, поэтому сигнала на включение не будет. При замыкании КТ2.3 схема возвращается в исходное положение.

Проскальзывающий контакт 2 реле КТ2 может застревать, что является недостатком этой схемы. При этом получается длительный импульс на включение, а следовательно, возможно многократное включение выключателя. Для устранения этого явления цепь включения дополнительно заводится через нормально замкнутый контакт реле КЛ1. При очередном отключении реле КЛ1, срабатывает и “затянувшийся” сигнал на включение через контакт КЛ1.2 переведет на себя. В таком случае контакты КЛ1.1 будут удерживаться в разомкнутом состоянии и сигнал на включение не пройдет.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном дипломном проекте рассчитаны и определены показатели, выбраны основные элементы и параметры Уська–Орочской ГЭС на реке Тумнин, которая является сооружением II класса.

В ходе проведения водно-энергетических расчетов была рассчитана установленная мощность электростанции, равная 136 МВт и среднемноголетняя выработка 500 млн. кВт·ч. Также были определены такие параметры, как полезный объем водохранилища, равный 1,75 км<sup>3</sup>, уровень мертвого объема, отметка которого 180,28 м. Для последующего расчета было построено режимное поле (область допустимых режимов работы), по которому были определены напоры:

- максимальный – 39,20 м;
- расчетный – 34,10 м;
- минимальный – 32,74 м.

В результате расчетов выбрана гидротурбина ПЛ 40а–В–530, с диаметром рабочего колеса 5,3 м. Выбрано оптимальное количество устанавливаемых гидротурбин – 2. По справочным данным для выбранной поворотно–лопастной гидротурбины с синхронной частотой вращения 150 об/мин был подобран серийный гидрогенератор СВ–808/130–40У4 с номинальной мощностью 64,7 МВ·А.

Далее была выбрана главная электрическая схема гидроэлектростанции с одиночными блоками и принята схема распределительного устройства с двумя системами сборных шин и одной обходной. По справочным данным и каталогам было подобрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы: ТДЦ–100000/220–У1, трансформаторы собственных нужд: ТСЗУ–1600/10–80УХЛ4, для ВЛ – алюминиевые провода со стальным сердечником марки АС–240/39.

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Компоновка гидроузла – русловая. В состав Уська–Орочского гидроузла входят:

- водосбросная бетонная плотина с поверхностным водосливом практического профиля;
- правобережная грунтовая плотина;
- станционная часть бетонной плотины;
- левобережная глухая бетонная плотина.

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы – 35,15 м;
- отметка подошвы водосливной плотины – 139,00 м;
- число водосливных отверстий – 3;
- отметка гребня – 189,60 м;

– ширина гребня – 24 м.

Для гашения энергии водного потока, пропускаемого через водосливную плотину, применяются гасители энергии – 2 водобойные стенки. Также в этом разделе в результате расчетов определено, что выбранный профиль плотины удовлетворяет условиям прочности и устойчивости при основном сочетании нагрузок и воздействий. Рассчитанные сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Плотина отвечает всем требованиям надежности.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГТС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

- срок окупаемости – 10 лет 1 месяц;
- себестоимость – 0,39 руб/кВт·ч;
- индекс прибыльности – 1,15;
- удельные капиталовложения – 78286,8 тыс. руб./кВт.

Таким образом, строительство Уська–Орочского гидроузла в настоящее время является обоснованным, в том числе и с точки зрения экономических показателей.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Системный оператор ЕЭС [Электронный ресурс]// Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Востока. – Режим доступа: [http://so-ups.ru/index.php?id=odu\\_east](http://so-ups.ru/index.php?id=odu_east).
2. Александровский А.Ю. Выбор параметров ГЭС: Учебно–методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затева, Б.И. Силаев. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно–Шушенский филиал, 2005. – 114 с.
3. Затева Е.Ю. Использование водной энергии: Методические указания по выполнению курсового и дипломного проектирования / Е.Ю. Затева. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно–Шушенский филиал, 2012. – 12 с.
4. Васильев Ю.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: В 2 т. / Ю.С. Васильев, Д.С. Щавелев. – Т. 1. Основное оборудование гидроэлектростанций. – Москва: Энергоатомиздат, 1988. – 400 с.
5. Каталог «Гидрогенераторы» [Электронный ресурс]// НПО «ЭЛСИБ» ПАО г. Новосибирск. – Режим доступа: <http://www.elsib.ru/ru/katalog-gydrogeneratorov/>.
6. Каталог «Тольяттинский трансформатор» [Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский трансформатор» г. Тольятти. – Режим доступа: <https://www.transformator.com.ru>.
7. Каталог «Трансформаторы тока и напряжения» [Электронный ресурс] // АО группа «СВЭЛ» г. Красноярск. – Режим доступа: <http://www.svel.ru/ru>.
8. СТО 56947007–29.240.30.010–2008 «Схемы принципиальные электрических распределительных устройств подстанций 35 – 750 кВ. Типовые решения» – Введ. 20.12.2007 – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2007 – 131 с.
9. Каталог «Электроаппарат» [Электронный ресурс] // «ОА ВО Электроаппарат» г. Санкт-Петербург. – Режим доступа: <http://www.electroapparat.ru>.
10. Каталог «Микропроцессорные автоматические анализаторы» [Электронный ресурс] // «ООО АСУ-ВЭИ» г. Москва. – Режим доступа: <http://www.asu-vei>.
11. Каталог «Системы электропитания для энергетики» [Электронный ресурс] // «ООО Промсвязькомплект» г. Екатеринбург. – Режим доступа: <http://www.pskt.ru>.
12. Каталог «Трансформаторы напряжения» [Электронный ресурс] // АО «ГК «Электрощит» - ТМ Самара» г. Самара. – Режим доступа: <http://www.electroshield.ru>.
13. Каталог «Высоковольтное оборудование» [Электронный ресурс] // ЗАО «ЗЭТО» г. Великие Луки. – Режим доступа: <http://www.prosoftsystems.ru>.

14. Каталог «Распределительные устройства» [Электронный ресурс] // АО «УЭТМ» г. Екатеринбург. – Режим доступа: <https://www.uetm.ru>.
15. Каталог «Трансформаторы напряжения» [Электронный ресурс] // АО «ПО «МЗ «Молния» – Режим доступа: <https://molniya.centeratom.ru>.
16. Каталог «РЗА станционного оборудования» [Электронный ресурс] // ООО НПП «ЭКРА». – Режим доступа: <https://www.ekra.ru>.
17. СП 38.13330.2012 «Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов)». Актуализированная редакция СНиП 2.06.04 – 82: дата введения 2013–01–01. – Москва: Минрегион России, 2012. – 110 с.
18. Л.Н. Рассказов и др. Гидротехнические сооружения. В двух частях. Ч.1. – М.: Стройиздат, 1996. – 440 с.
19. Справочник по гидравлическим расчетам / под ред. П.Г. Киселева. – М.: Энергия, 1974. – 312 с.
20. СП58.13330.201 «Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов)». Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82: дата введения 2013–01–01. – Москва: Минрегион России, 2012. – 110с.
21. СП 23.13330.2011 «Основания гидротехнических сооружений». Актуализированная редакция СНиП 2.06.05 – 84: дата введения 2011–05–20. – Москва: Минрегион России, 2012. – 110 с.
22. СП 58.13330.2012. Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33–01–2003: дата введения 2013–01–01. – Москва: ФГУП ЦПП, 2012. – 110 с.
23. СП 40.13330.2012 «Плотины бетонные и железобетонные». Актуализированная версия СНиП 2.06.06 – 85: дата введения 2013–01–01. – Москва: Минрегион России, 2012. – 110 с.
24. 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 328 // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
25. 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>.
26. Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 – «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.».
27. Часть вторая Налогового кодекса Российской Федерации от 5 августа 2000 г. N 117-ФЗ // Текст части второй Налогового кодекса опубликован в «Российской газете» от 10 августа 2000 г. N 153-154.
28. Овчинников, В. В. Автоматическое повторное включение / В. В. Овчинников. – Москва: Энергопрогресс, 2001.
29. Правила устройства электроустановок: 7-е издание (ПУЭ)/ Главгосэнергонадзор России. М.: ЗАО «Энергосервис», 2007. 610 с.

30. Голубев, М.Л. Автоматическое повторное включение в распределительных сетях / М.Л.Голубев – Москва: Энергоиздат, 1982.
31. «P14D» [Электронный ресурс] // Режим доступа: <https://aes.by/upload/iblock/e4b/e4b2b98141ea1ac7ee1608ab73c0631e.pdf>.
32. Научная библиотека [Электронный ресурс] // Режим доступа: [https://scask.ru/h\\_book\\_aes.php?id=7](https://scask.ru/h_book_aes.php?id=7).
33. Ершов, А.М. Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения / А.М.Ершов – Челябинск: ЮУрГУ, 2011.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Анализ исходных данных

Таблица А.1 – Ряд гидрологических наблюдений за рекой Тумнин

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q <sub>ср. год</sub>
1896	30,8	27,9	30,2	54,0	345,0	204,0	227,0	164,0	44,4	39,8	38,4	30,2	103,0
1897	18,9	19,2	20,6	187,0	814,0	236,0	84,2	72,7	81,3	48,5	46,7	36,4	138,8
1898	35,0	57,2	60,5	117,0	387,0	284,0	149,0	42,2	34,8	33,2	33,4	24,1	104,8
1899	22,5	21,7	23,6	234,0	1240,0	567,0	135,0	63,1	50,0	41,2	45,2	40,4	207,0
1900	21,6	20,2	21,7	96,8	657,0	355,0	260,0	246,0	305,0	176,0	82,8	44,2	190,5
1901	30,3	30,5	35,8	362,0	416,0	207,0	48,5	32,7	32,4	33,6	32,8	23,4	107,1
1902	19,8	22,6	26,1	28,2	837,0	1590,0	973,0	59,8	45,3	45,2	49,9	38,6	311,3
1903	32,8	33,6	35,4	262,0	720,0	343,0	73,7	46,1	60,6	48,0	36,3	24,4	143,0
1904	32,1	34,7	35,3	139,1	510,0	288,0	205,5	79,5	55,1	43,4	40,8	30,3	124,5
1905	15,9	18,2	21,6	63,9	463,0	482,0	313,0	173,0	90,2	79,7	63,7	44,2	152,4
1906	29,7	19,5	30,5	358,0	427,0	245,0	68,5	32,3	33,5	28,1	25,0	20,5	109,8
1907	15,6	17,1	18,0	80,6	652,0	591,0	301,0	561,0	417,0	134,0	85,0	36,6	242,4
1908	31,3	30,2	33,0	424,0	940,0	475,0	222,0	165,0	43,0	33,0	27,2	17,9	203,5
1909	12,7	13,2	12,8	116,0	520,0	232,0	209,0	96,0	57,2	43,3	37,8	24,8	114,6
1910	22,9	22,5	25,6	229,0	499,0	204,0	47,1	33,4	60,2	63,3	45,7	31,0	107,0
1911	18,1	19,4	20,2	317,0	454,0	279,0	59,3	35,3	32,8	29,9	29,2	20,3	109,5
1912	18,7	19,7	21,0	99,8	1000,0	861,0	413,0	82,7	44,9	45,1	65,2	46,2	226,4
1913	27,7	27,1	29,3	39,4	1680,0	1390,0	338,0	107,0	127,0	107,0	60,8	38,2	331,0
1914	30,1	31,6	32,4	289,0	951,0	310,0	339,0	267,0	293,0	220,0	127,0	60,3	245,9
1915	47,8	45,5	44,4	327,0	1300,0	768,0	86,9	88,1	146,0	123,0	77,9	39,2	257,8
1916	32,5	35,3	36,4	324,0	550,0	205,0	77,6	54,8	35,4	37,1	33,5	27,9	120,8
1917	32,0	33,7	34,0	172,0	384,0	591,0	264,0	118,0	86,2	122,0	79,0	47,0	163,6
1918	33,8	35,0	35,6	262,0	940,0	351,0	66,0	49,6	58,0	127,0	100,0	47,7	175,5
1919	97,4	97,9	105,3	990,0	579,5	269,2	122,0	73,4	72,2	71,1	61,4	39,4	214,9
1920	16,8	18,3	19,4	217,0	383,0	231,0	107,0	36,0	52,4	71,8	63,6	27,6	103,7
1921	15,2	15,0	16,7	405,0	735,0	677,0	280,0	75,5	37,8	35,9	37,1	22,3	196,0
1922	18,0	17,5	18,7	58,1	686,0	472,0	71,3	56,7	34,2	28,4	33,6	25,9	126,7
1923	22,0	28,1	29,7	209,0	210,0	206,0	63,1	187,0	234,0	94,2	150,0	84,2	126,4
1924	39,7	35,4	37,8	178,0	1280,0	948,0	165,0	47,5	42,5	69,5	58,2	45,2	245,6
1925	38,6	35,0	34,4	63,0	1000,0	815,0	295,0	207,0	179,0	119,0	119,0	75,4	248,4
1926	39,1	36,7	37,1	331,0	2570,0	950,0	316,0	279,0	162,0	228,0	166,0	92,0	433,9
1927	66,2	55,3	51,6	124,0	764,0	570,0	450,0	292,0	302,0	260,0	177,0	95,2	267,3
1928	45,9	41,7	43,4	133,0	1180,0	777,0	252,0	72,1	51,9	47,4	44,1	36,8	227,1
1929	28,5	28,2	30,4	119,0	292,0	236,0	250,0	331,0	101,0	155,0	111,0	52,2	144,5
1930	30,0	32,3	31,4	107,0	211,0	216,0	75,0	187,0	210,0	138,0	102,0	49,8	115,8
1931	27,4	30,5	30,4	356,0	926,0	610,0	210,0	321,0	66,8	60,5	65,6	43,0	228,9
1932	19,8	17,8	19,0	178,0	531,0	270,0	47,3	38,5	38,3	31,5	28,3	20,3	103,3
1933	28,4	30,6	31,5	132,1	679,0	223,5	110,0	70,4	63,5	106,7	122,4	57,6	138,0
1934	15,0	15,8	20,3	112,0	536,0	266,0	79,1	137,0	154,0	294,0	133,0	53,0	151,3
1935	29,0	26,1	26,5	130,0	543,0	243,0	85,8	35,0	33,2	35,2	38,2	38,7	105,3
1936	28,5	22,7	18,9	119,0	414,0	433,0	403,0	164,0	74,7	40,1	25,8	19,7	147,0
1937	20,1	18,0	25,4	327,0	422,0	246,0	102,0	51,3	33,5	29,4	45,3	28,2	112,4
1938	21,3	16,7	25,5	328,5	550,0	212,0	75,8	36,2	37,1	53,4	45,5	26,6	119,0

Продолжение приложения А

Продолжение таблицы А.1

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q <sub>ср. год</sub>
1939	11,3	14,4	14,8	496,0	435,0	274,0	198,0	54,8	34,1	21,5	13,8	13,7	131,8
1940	17,2	15,2	12,7	25,5	842,0	1050,0	186,0	69,2	44,2	39,8	27,0	23,6	196,0
1941	22,7	17,3	17,4	101,0	892,0	359,0	362,0	159,0	83,0	330,0	235,0	59,0	219,8
1942	35,4	32,3	34,2	543,0	1070,0	398,0	391,0	217,0	452,0	209,0	67,7	40,8	290,9
1943	20,1	22,4	27,5	526,0	707,0	235,0	273,0	170,0	90,8	63,9	29,5	18,7	182,0
1944	15,6	13,5	14,1	167,0	649,0	430,0	132,0	91,1	75,3	76,4	62,4	45,7	147,7
1945	26,1	30,4	42,0	355,0	1750,0	681,0	80,0	51,5	53,8	158,0	147,0	57,0	286,0
1946	37,4	33,8	37,4	926,0	1270,0	1190,0	478,0	490,0	222,0	127,0	116,0	66,8	416,2
1947	53,7	47,4	47,5	564,0	1310,0	454,0	282,0	327,0	182,0	173,0	102,0	74,6	301,4
1948	50,9	46,2	41,8	322,0	1300,0	648,0	124,0	64,5	87,8	68,5	56,2	27,7	236,5
1949	25,5	28,8	29,0	363,0	650,0	220,0	375,0	648,0	742,0	658,0	159,0	58,6	329,7
1950	39,4	35,9	36,6	601,0	283,0	402,0	83,7	53,9	40,4	41,8	30,7	29,0	139,8
1951	27,4	25,4	18,3	121,0	375,0	300,0	166,0	61,6	40,5	37,7	25,9	22,2	101,8
1952	31,17	29,16	33,18	466,83	629,14	226,95	69,95	44,38	35,62	73,83	46,40	38,78	143,8
1953	27,2	21,1	18,4	212,0	501,0	223,0	79,8	36,2	38,2	41,8	42,3	25,7	105,6
1954	18,2	20,3	22,5	160,0	550,0	235,0	84,0	121,0	207,0	96,2	40,7	26,5	131,8
1955	21,9	21,8	24,0	208,0	933,0	475,0	110,0	73,9	55,1	68,3	50,0	42,6	173,6
1956	40,0	39,1	38,0	283,0	1920,0	487,0	73,8	56,4	42,0	38,5	28,6	23,9	255,9
1957	22,8	22,3	24,3	210,0	536,0	373,0	48,2	22,4	21,3	27,1	20,8	23,2	112,6
1958	21,9	21,1	21,1	195,0	265,0	223,0	69,2	48,7	187,0	210,0	124,0	56,1	120,2
1959	34,3	26,9	25,7	438,0	802,0	411,0	159,0	54,7	53,0	52,5	39,2	26,5	176,9
1960	28,5	28,0	30,0	467,0	691,0	763,0	510,0	200,0	237,0	198,0	139,0	66,7	279,9
1961	40,8	40,2	37,0	558,0	828,0	262,0	143,0	78,7	100,0	83,3	106,0	53,0	194,2
1962	38,3	32,5	32,6	323,0	1000,0	417,0	118,0	44,2	41,1	43,9	37,8	33,1	180,1
1963	30,6	26,4	25,3	115,0	658,0	356,0	340,0	75,0	70,9	82,6	56,3	46,2	156,9
1964	34,7	30,7	33,1	321,0	976,0	520,0	110,0	56,6	49,2	47,4	33,6	26,3	186,6
1965	24,2	22,4	23,3	460,0	800,0	401,0	255,0	84,2	59,2	53,0	52,2	34,5	189,1
1966	26,0	26,1	26,4	283,5	211,5	228,5	129,0	160,5	87,3	78,0	63,9	40,8	113,5
1967	21,4	20,6	20,6	322,0	310,0	232,0	133,0	112,0	37,9	25,7	22,9	15,8	106,2
1968	15,2	11,3	15,4	167,0	638,0	410,0	363,0	520,0	193,0	95,2	64,9	63,7	213,1
1969	36,6	35,6	35,2	739,0	1880,0	643,0	133,0	81,1	243,0	116,0	134,0	84,9	346,8
1970	49,2	44,2	34,1	386,0	1200,0	641,0	653,0	637,0	202,0	153,0	136,0	83,4	351,6
1971	59,6	44,9	37,8	582,0	987,0	498,0	467,0	212,0	72,2	185,0	103,0	90,3	278,2
1972	61,1	38,8	32,6	665,0	970,0	232,0	75,4	80,4	109,0	147,0	100,0	50,0	213,4
1973	42,2	31,5	33,2	546,0	598,0	377,0	201,0	111,0	48,4	37,9	36,9	26,7	174,2
1974	51,1	57,8	62,1	607,5	308,3	217,1	71,1	61,4	82,8	68,0	56,9	49,1	141,1
1975	33,0	33,0	35,9	255,0	455,0	248,4	88,1	83,0	60,0	41,1	29,7	30,3	116,0
1976	21,3	22,1	23,0	439,5	317,5	213,2	66,5	42,0	86,4	58,8	42,3	34,8	113,9
1977	19,4	18,4	23,0	170,0	507,0	461,0	562,0	466,0	359,0	388,0	247,0	128,0	279,1
1978	66,2	46,5	54,5	108,0	2420,0	991,0	190,0	168,0	138,0	143,0	107,0	71,6	375,3
1979	44,9	30,7	23,2	295,0	1200,0	303,0	137,0	116,0	212,0	142,0	125,0	63,4	224,4
1980	53,5	35,7	34,4	331,0	966,0	655,0	110,0	53,7	46,3	64,8	39,0	29,6	201,6
1981	20,0	27,2	25,5	196,0	307,0	234,0	124,0	74,0	47,1	108,0	151,0	70,0	115,3
1982	36,9	31,5	34,7	850,0	913,0	226,0	140,0	85,2	241,0	274,0	134,0	72,8	253,3
1983	54,5	37,7	35,2	151,0	627,0	503,0	138,0	122,0	185,0	454,0	532,0	224,0	255,3



Окончание приложения А

Окончание таблицы А.1

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q <sub>ср. год</sub>
1984	75,4	53,3	46,2	421,0	1030,0	659,0	259,0	294,0	111,0	128,0	95,6	64,7	269,8
1985	54,3	44,7	32,9	547,0	1220,0	681,0	394,0	399,0	446,0	410,0	263,0	113,0	383,7
1986	48,2	41,4	39,1	311,0	736,0	243,0	72,8	49,7	63,5	70,7	46,4	36,6	146,5
1987	31,9	28,0	29,0	127,0	619,0	420,0	58,5	40,4	37,6	44,6	33,7	30,4	125,0
1988	29,9	27,9	30,0	354,0	1190,0	743,0	432,0	120,0	130,0	304,0	307,0	186,0	321,2
1989	105,0	79,2	64,9	709,0	1310,0	218,0	96,0	224,0	509,0	460,0	129,0	80,6	332,1
1990	55,0	46,3	43,4	343,0	1390,0	931,0	155,0	561,0	395,0	169,0	140,0	81,6	359,2
1991	58,4	50,5	45,9	465,0	1150,0	913,0	609,0	655,0	376,0	594,0	157,0	75,7	429,1
1992	59,2	47,0	39,0	383,0	594,0	217,0	560,0	767,0	709,0	288,0	196,0	128,0	332,3
1993	91,6	66,5	71,6	1030,0	806,0	409,0	211,0	103,0	86,4	71,2	82,9	70,0	258,3
1994	44,3	37,9	34,0	124,0	671,0	505,0	250,0	125,0	117,0	379,0	149,0	58,6	207,9
1995	28,0	21,5	22,4	535,0	1590,0	696,0	177,0	316,0	232,0	128,0	112,0	55,3	326,1
1996	41,7	38,2	38,8	61,4	1500,0	1320,0	371,0	239,0	132,0	126,0	132,0	65,9	338,8

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Водно-энергетические расчеты

Таблица Б.1 – Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году (1 итерация)

№ мес	Qбыт	Qлёд	Qисп	Qфильт	Qпб	Qнб	Qводохр	Qвхк	Qхс	Qгэс
8	42	0	0	1	41	70	28	70	0	69
9	42	0	0	1	40	70	29	70	0	69
10	43	0	0	1	42	70	27	70	0	69
11	42	1	0	1	40	172	131	70	0	171
12	30	1	0	1	27	270	242	70	0	269
1	39	2	0	1	36	291	254	70	0	290
2	39	2	0	1	36	205	168	70	0	204
3	46	-3	0	1	47	70	22	70	0	69
4	244	-3	2	1	243	70	-175	70	0	68
5	387	0	4	1	382	70	-313	70	0	69
6	193	0	2	1	189	70	-121	70	0	68
7	138	0	1	1	135	70	-67	70	0	68

Продолжение приложения Б

Окончание таблицы Б.1

Объемы			Уровни воды				Нгэс, м	Нгэс, МВт	Нгар, МВт
Vнач	dV	Vкон	Zн(ВБ)	Zк(ВБ)	Zср(ВБ)	Zнб			
6,75	0,073	6,677	186,00	185,98	185,99	146,36	39,13	23	По ВХК
6,68	0,075	6,602	185,98	185,90	185,94	146,36	39,08	23	
6,60	0,070	6,532	185,90	185,79	185,85	146,36	38,98	23	
6,53	0,340	6,193	185,79	184,82	185,31	146,98	37,82	55	
6,19	0,627	5,565	184,82	182,38	183,60	147,46	35,64	82	
5,57	0,658	4,907	182,38	179,97	181,17	147,55	33,12	82	82
4,91	0,435	4,472	179,97	178,48	179,22	147,15	31,57	55	55
4,47	0,057	4,415	178,48	178,28	178,38	146,36	31,52	19	По ВХК
4,41	-0,454	4,868	178,28	179,83	179,06	146,36	32,20	19	
4,87	-0,811	5,680	179,83	182,83	181,33	146,36	34,47	20	
5,68	-0,314	5,993	182,83	184,08	183,46	146,36	36,60	21	
5,99	-0,174	6,167	184,08	184,73	184,40	146,36	37,55	22	

Продолжение приложения Б

Таблица Б.2 – Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году (2 итерация)

№ мес	Qбыт	Qлёд	Qисп	Qфильт	Qпб	Qнб	Qводохр	Qвхк	Qхс	Qгэс
8	42	0	0	1	41	70	28	70	0	69
9	42	0	0	1	40	70	29	70	0	69
10	43	0	0	1	42	70	27	70	0	69
11	42	1	0	1	40	125	85	70	0	124
12	30	1,4	0	1	27	217	189	70	0	216
1	39	1,6	0	1	36	229	192	70	0	227
2	39	2	0	1	36	142	105	70	0	141
3	46	-2,6	0	1	47	70	22	70	0	69
4	244	-3,4	2	1	243	70	-175	70	0	68
5	387	0	4	1	382	70	-313	70	0	69
6	193	0	2	1	189	70	-121	70	0	68
7	138	0	1	1	135	70	-67	70	0	68

Окончание таблицы Б.2

Vнач	dV	Vкон	Zн(ВБ)	Zк(ВБ)	Zсп(ВБ)	Zнб	Нгэс, м	Нгэс, МВт	Нгар, МВт
6,75	0,073	6,677	186,00	185,98	185,99	146,36	39,13	23	По ВХК
6,68	0,075	6,602	185,98	185,90	185,94	146,36	39,08	23	
6,60	0,070	6,532	185,90	185,79	185,85	146,36	38,98	23	
6,53	0,219	6,313	185,79	185,23	185,51	146,73	38,27	40	
6,31	0,489	5,825	185,23	183,41	184,32	147,21	36,61	67	
5,82	0,497	5,328	183,41	181,47	182,44	147,26	34,68	67	
5,33	0,273	5,055	181,47	180,48	180,98	146,83	33,65	40	
5,05	0,057	4,998	180,48	180,28	180,38	146,36	33,52	20	По ВХК
5,00	-0,454	5,451	180,28	181,94	181,11	146,36	34,25	20	
5,45	-0,811	6,263	181,94	185,06	183,50	146,36	36,64	21	
6,26	-0,314	6,576	185,06	185,86	185,46	146,36	38,60	22	
6,58	-0,174	6,750	185,86	186,00	185,93	146,36	39,07	23	

Продолжение приложения Б

Таблица Б.3 – Сработка-наполнение водохранилища в средневодном году

№ мес	Qбыт	Qлёд	Qисп	Qфилт	Qполезн	Qнб	Qводохр	Qвхк	Qхс	Qгэс
8	120	0	1	2	116	135	16	70	0	132
9	87	0	1	2	84	67	-19	70	0	65
10	80	0	1	2	77	79	0	70	0	77
11	79	1	1	2	75	123	46	70	0	121
12	51	1	1	2	47	209	160	70	0	207
1	40	2	0	2	36	220	182	70	0	218
2	41	2	0	2	37	137	98	70	0	135
3	47	-3	0	2	47	242	193	70	0	240
4	414	-3	4	2	411	191	-222	70	0	189
5	720	0	7	2	711	317	-396	70	0	315
6	361	0	4	2	355	292	-65	70	0	290
7	230	0	2	2	225	234	7	70	0	232

Окончание таблицы Б.3

объемы			уровни				Нгэс, м	Нгэс, МВт
Vнач	dV	Vкон	Zн(ВБ)	Zк(ВБ)	Zср(ВБ)	Zнб		
6,75	0,041	6,709	186,00	185,99	186,00	146,68	38,82	44
6,71	-0,049	6,758	185,99	186,00	186,00	146,35	39,15	22
6,76	0,000	6,758	186,00	186,00	186,00	146,41	39,09	26
6,76	0,119	6,639	186,00	185,95	185,97	146,72	38,75	40
6,64	0,415	6,224	185,95	184,93	185,44	147,17	37,77	67
6,22	0,472	5,752	184,93	183,12	184,03	147,22	36,30	67
5,75	0,254	5,498	183,12	182,12	182,62	146,80	35,33	40
5,50	0,500	4,998	182,12	180,28	181,20	147,15	33,55	68
5,00	-0,575	5,573	180,28	182,41	181,35	146,93	33,91	55
5,57	-1,026	6,600	182,41	185,90	184,16	147,45	36,20	97
6,60	-0,168	6,768	185,90	185,99	185,95	147,36	38,09	94
6,77	0,018	6,750	185,99	186,00	186,00	147,12	38,38	76

Окончание приложения Б

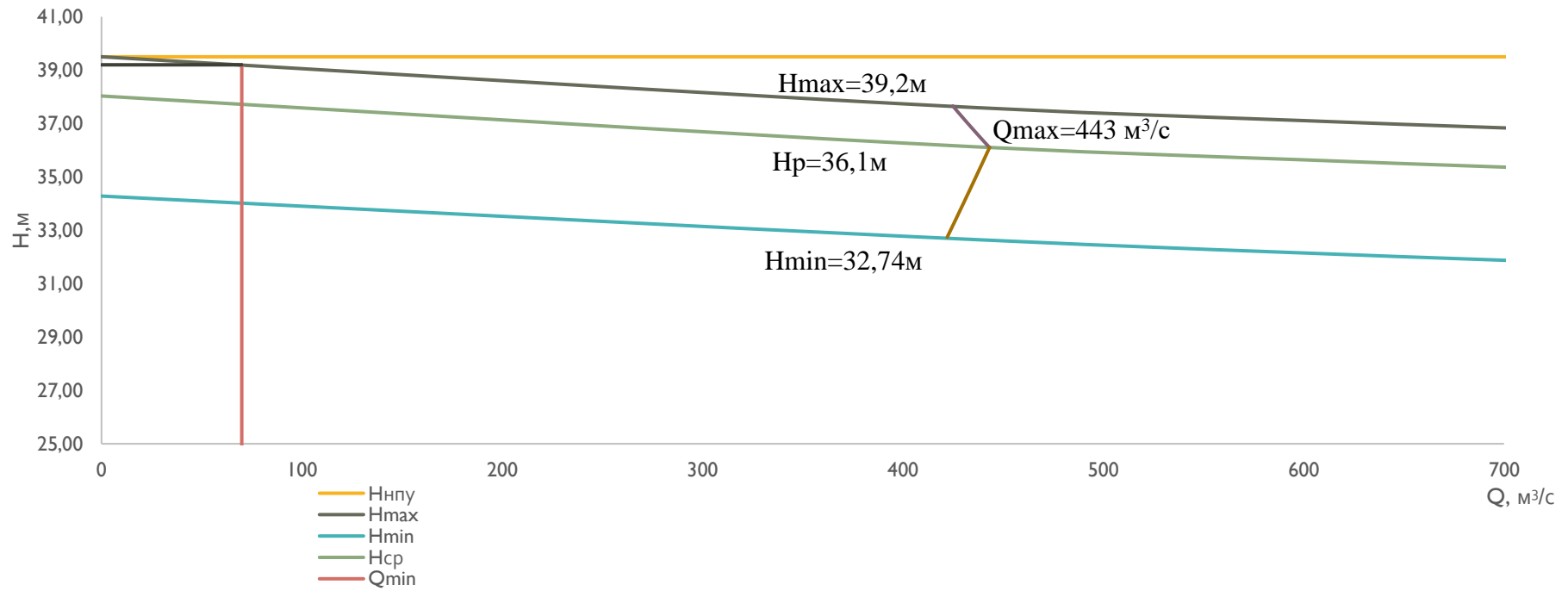
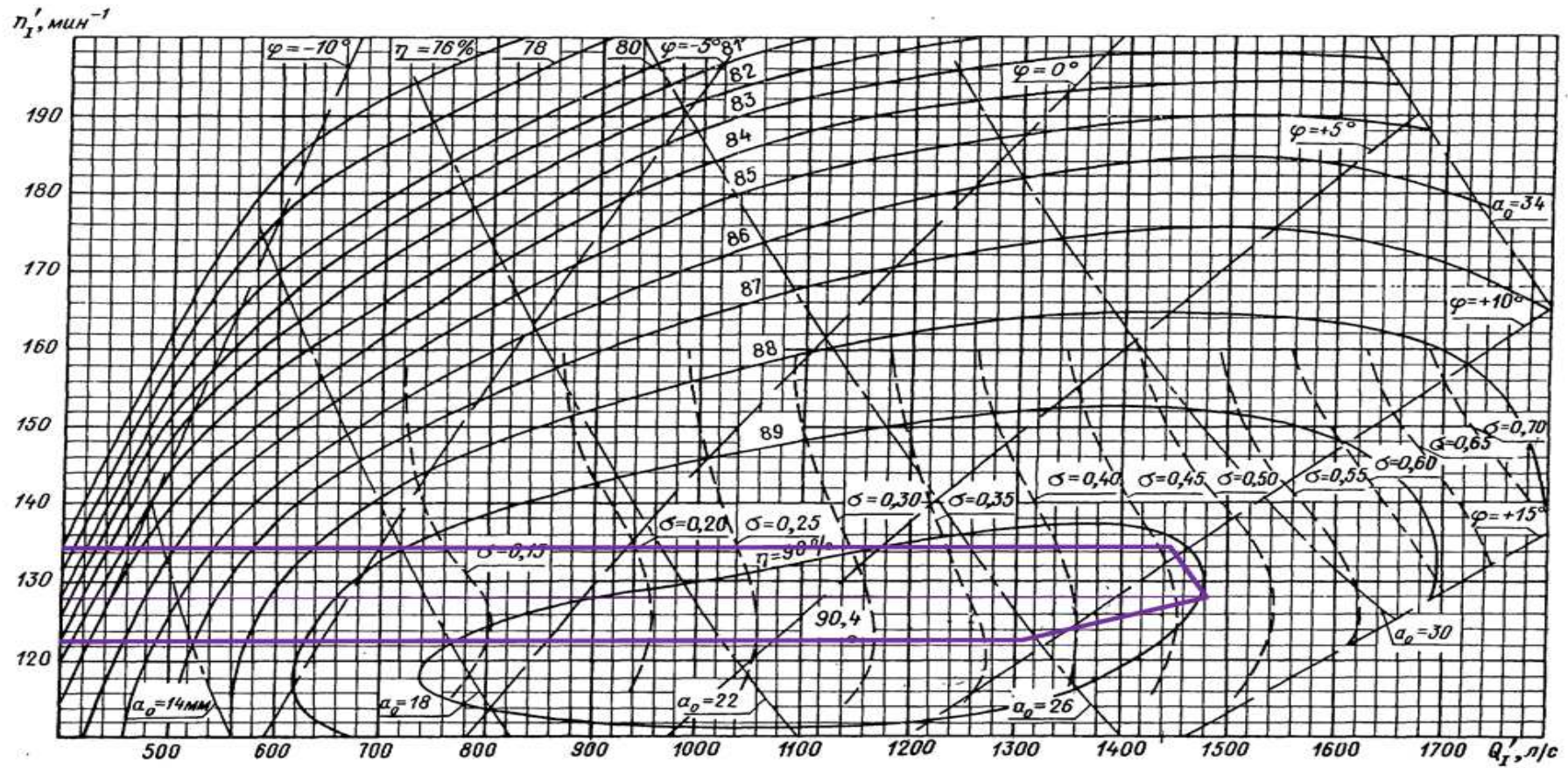


Рисунок Б.1 – Режимное поле Уська-Орочской ГЭС

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Основное и вспомогательное оборудование ГЭС

Универсальная характеристика гидротурбины ПЛ 40/587а-В-46  
№ 2431 ЛМЗ

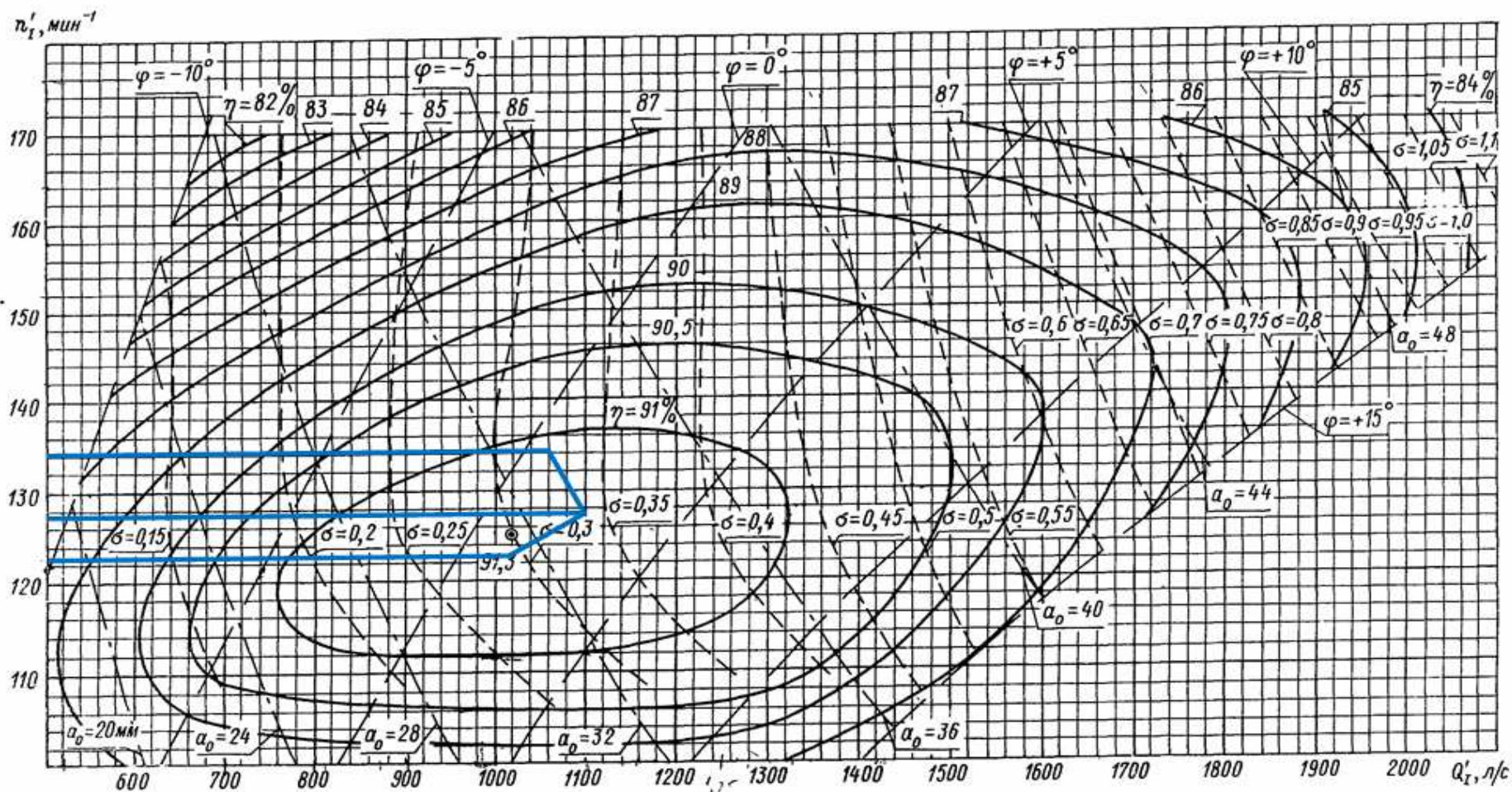


Испытания проведены при напоре гидротурбины 4 м и  $t = 20^\circ\text{C}$

Черт. 13

Рисунок В.1 – Зона работы ПЛ406-475

Универсальная характеристика гидротурбины ПЛ 40/800-В-46  
№ 2371 ЛМЗ



Испытания проведены при напоре гидротурбины 4 м и  $t=10^\circ\text{C}$   
Черт. 16

Рисунок В.2 – Зона работы ПЛ40а-530



Окончание приложения В

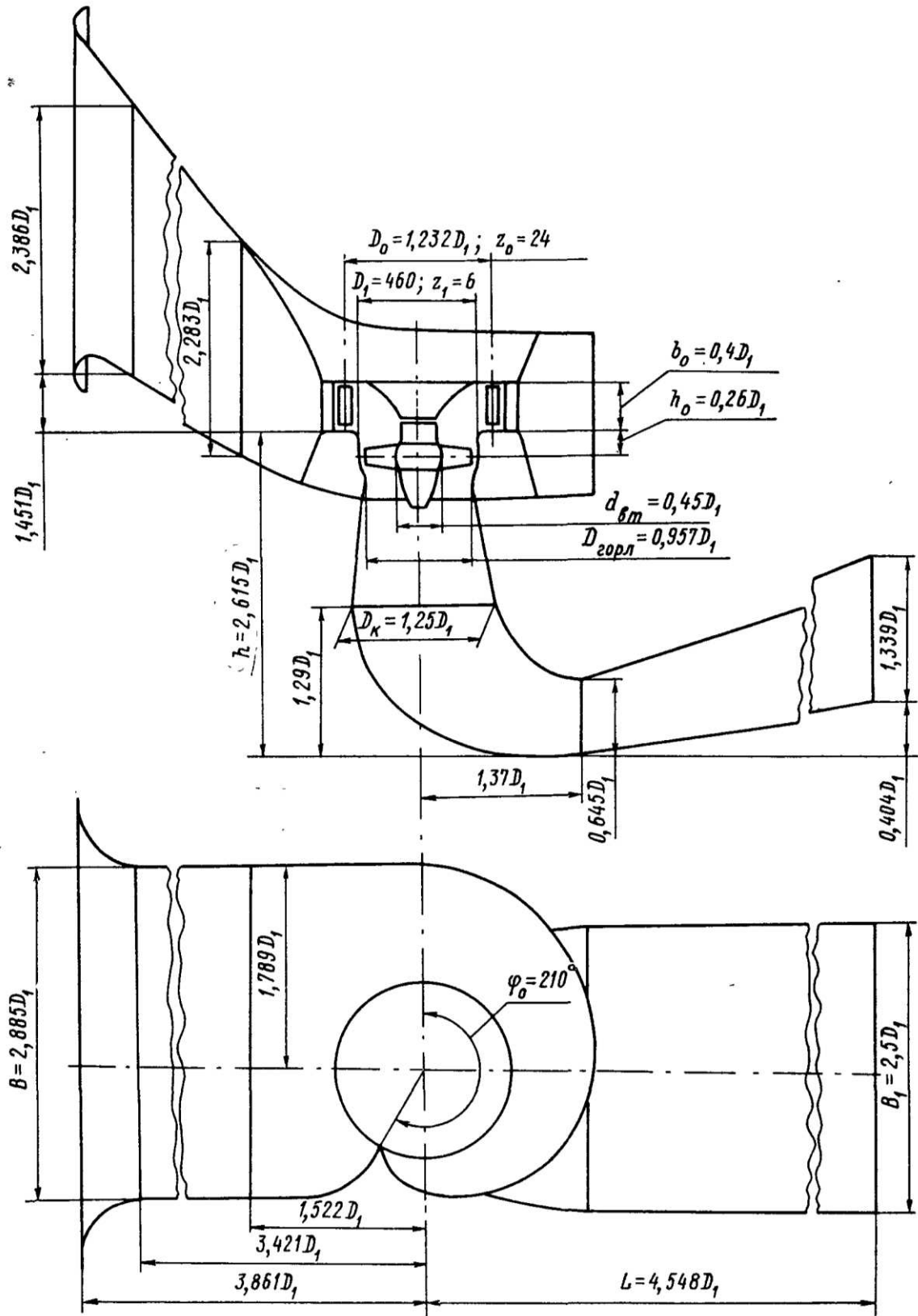


Рисунок В.3 – Проточная часть модели турбины ПЛ 40а-В

## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

### Релейная защита и автоматика

Таблица Г.1 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительны е единицы	Именованны е единицы	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{ср.0}$	$0,55 \cdot I_{Г}^{(2)}$	2,45 А	
		Коэффициент торможения, $K_T$	0,5	-	
		Уставка начального торможения, $I_{НТ}$	$1,1 \cdot I_{Г}^{(2)}$	4,90 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_{Г}^{(2)}$	6,68 А	
		$I_{ОТС}$	$6 \cdot I_{Г}^{(2)}$	26,69 А	
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$	$U_{01G}$	-	5 В
		$t_2$	$U_{0G}$	-	15 В
	$U_{03}$	Коэффициент торможения, $K_T$	1,2	-	
ЗПН	$U >$	2ступен ь	$U_{ср2}$	1,4	140 В
		1 ступень	$U_{ср1}$	1,2	120 В
Защита обратной последовательности и от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО	$I_{2СИГН}$	0,07	0,31 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	0,12	0,53 А
		ОТС I	$I_{2с.з.}$	0,55	2,45 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО	$I_{СИГН}$	1,07	4,77 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	1,11	4,90 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	1,53	6,81 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	$Z_1$	0,074	0,96 Ом
			$Z_{ср1}$	$0,20 \cdot Z_1$	0,19 Ом
		2 ступень	$Z_2$	0,48	6,24 Ом
			$Z_{ср2}$	$0,20 \cdot Z_2$	1,25 Ом
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО	$I_{p СИГН.}$	1,07	1,64 А
		ПО	$I_{p ПУСК.}$	1,1	1,85 А
		Отсечка	$I_{p ПУСК.}$	2,24	3,43 А
Защита ТСЗП		ТО	$I_{ТО}$	29,1	59,08 А
		МТЗ	$I_{МТЗ}$	2,03	4,12 А

Окончание приложения Г

Таблица Г.2 – Матрица отключений защит

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

## ПРИЛОЖЕНИЕ Д

### Компановка гидроузла

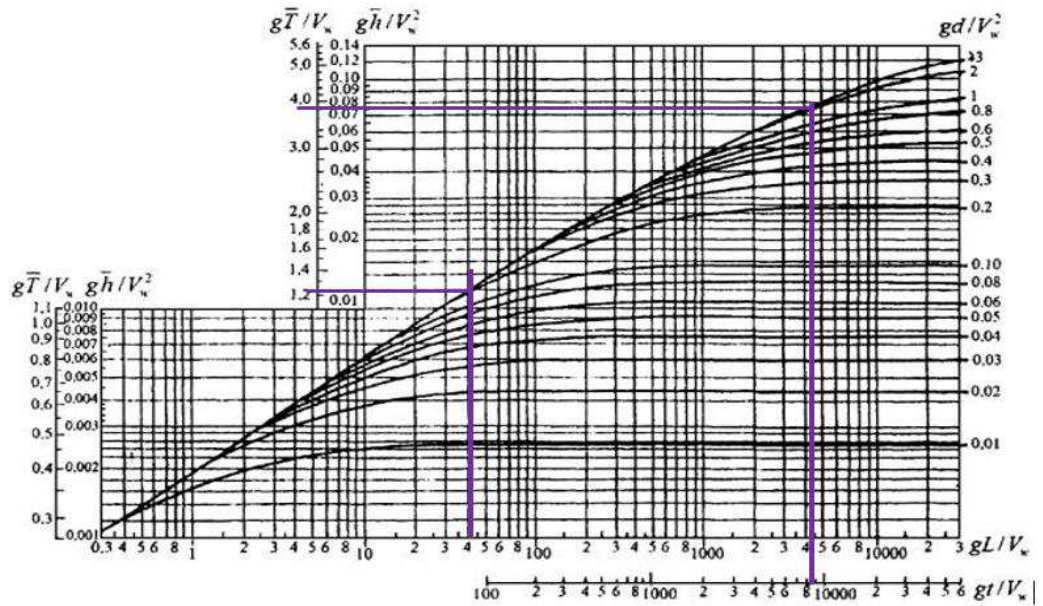


Рисунок Д.1 – График Чертоусова

$$k_i = \frac{h_i}{h}$$

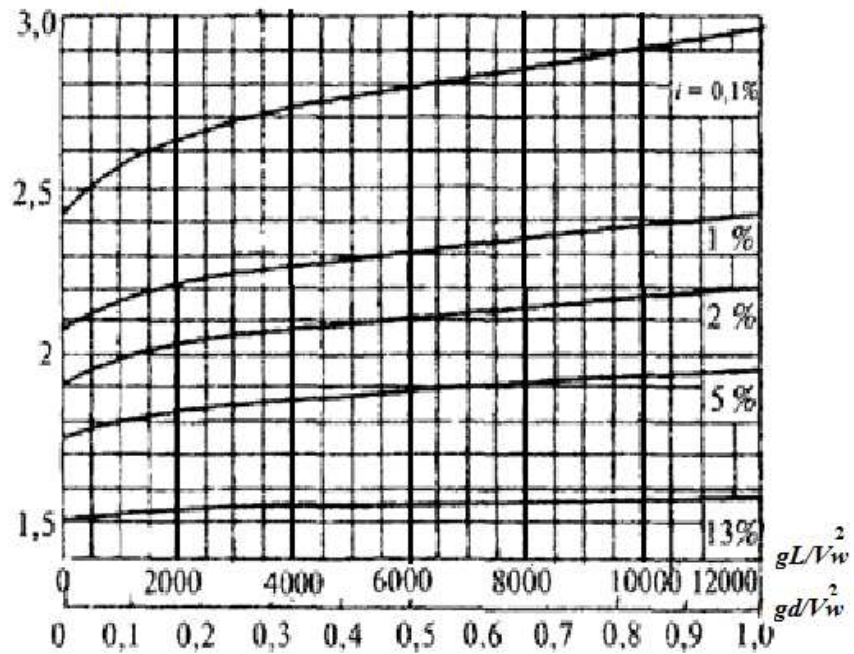


Рисунок Д.2 – График для определения  $K_i$

Продолжение приложения Д

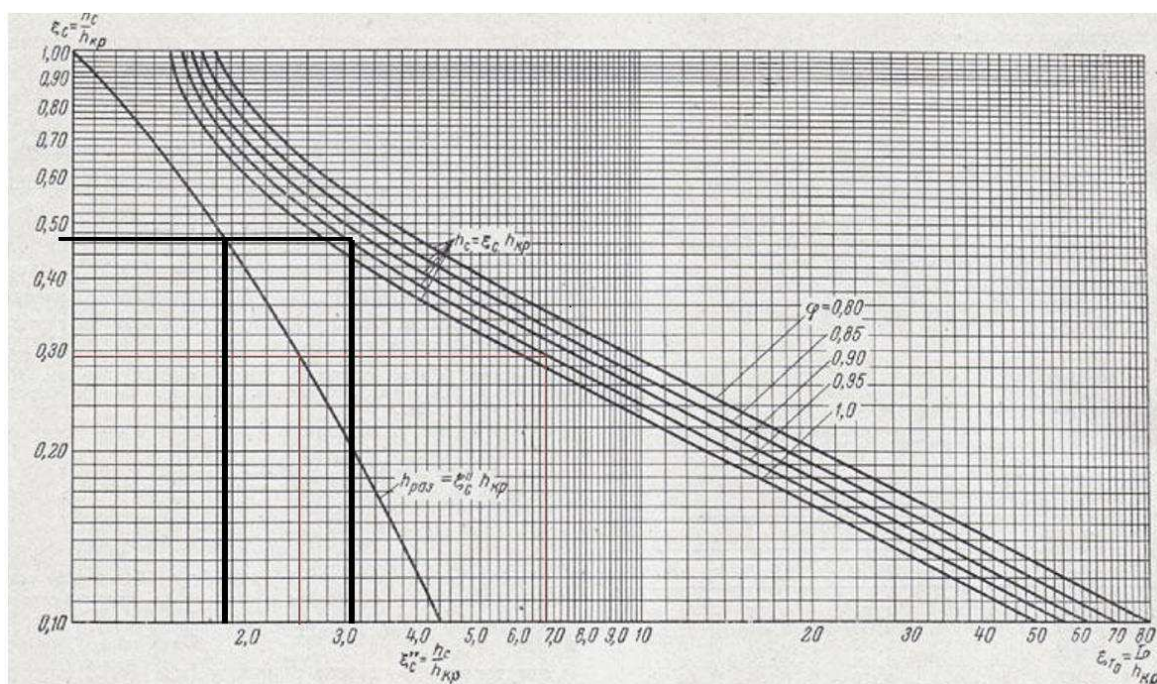


Рисунок Д.3 – График М.Д.Чертоусова

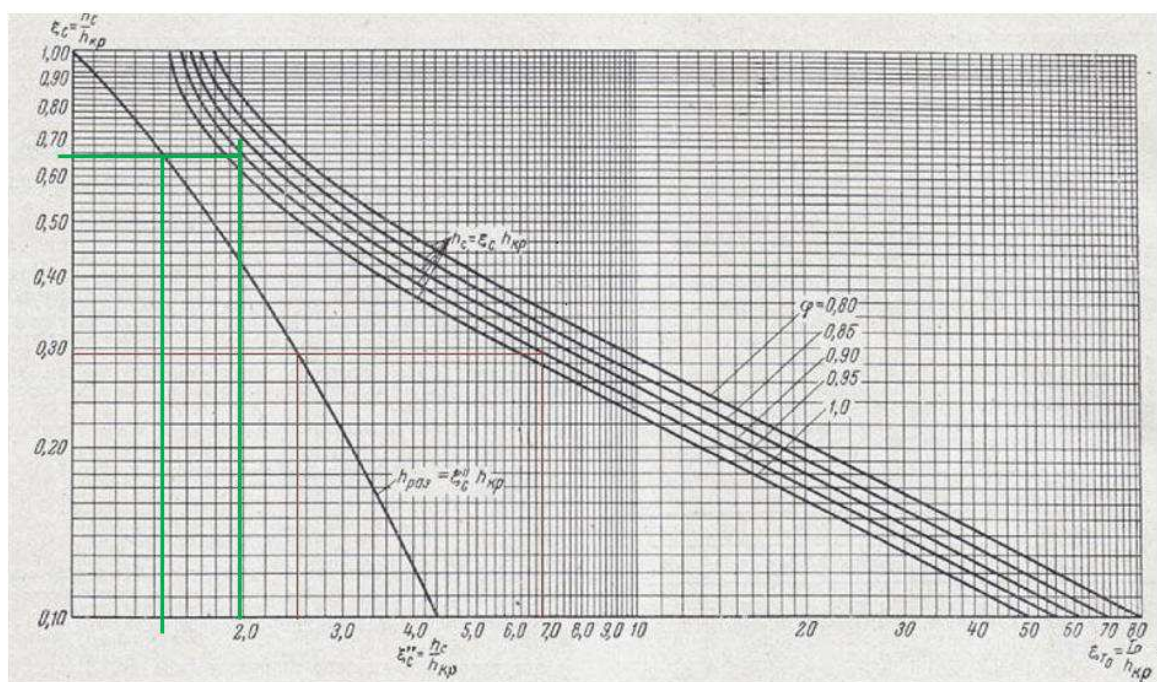


Рисунок Д.4 – График М.Д.Чертоусова

Окончание приложения Д

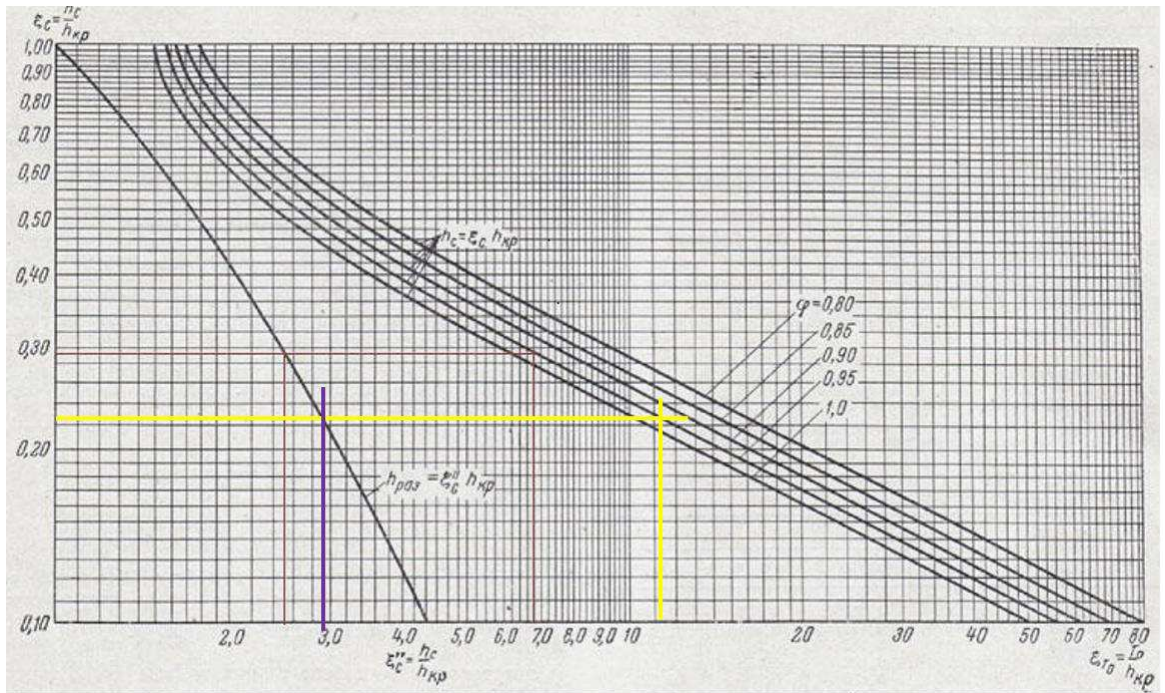


Рисунок Д.5 – График М.Д.Чертоусова

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

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанции, электроэнергетических  
систем и электрических сетей

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 А.А. Ачитаев  
подпись      инициалы, фамилия

«16» июня 2022 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ УСЬКА-ОРОЧСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ТУМНИН.  
АВТОМАТИЧЕСКОЕ ПОВТОРНОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ.**

Руководитель

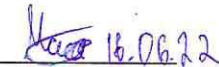
  
подпись, дата

Канд.тех.наук, доцент кафедры  
ГЭЭС Саяно-Шушенского  
филиала СФУ

Ученая степень, ученое звание, должность,  
место работы

Л.С.Мышкина  
инициалы, фамилия

Выпускник

  
подпись, дата

В.Ю.Мадистов  
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2022

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Уська-Орочской ГЭС на реке Тумнин. Автоматическое повторное включение».

Консультанты по  
разделам:

Консультант руководителя БР

  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Водно–энергетические расчёты

  
подпись, дата                      инициалы, фамилия


Основное и вспомогательное  
оборудование

  
подпись, дата                      инициалы, фамилия


Электрическая часть

  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Технико–экономическое обоснование

  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Нормоконтролер

  
подпись, дата                      инициалы, фамилия