

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

Саяно-Шушенский филиал СФУ  
институт

Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических систем  
и электрических сетей  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_  
подпись инициалы, фамилия  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника  
код – наименование направления

Проектирование Слудинской ГЭС на реке Пинега. Оценка технического  
состояния основного оборудования после установленного срока службы  
тема

Руководитель	_____	Доцент кафедры ГГЭЭС Саяно-Шушенского филиала СФУ	<u>В.И. Татарников</u>
	подпись, дата	ученая степень, ученое звание, должность, место работы	инициалы, фамилия
Выпускник	_____		<u>Д.И. Иванова</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2022

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Слудинской ГЭС на реке Пинега. Оценка технического состояния основного оборудования после установленного срока службы»

Консультанты по разделам:

Консультант руководителя БР

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Водно-энергетические расчеты

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное  
оборудование

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Электрическая часть

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

МП электрические защиты

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Мероприятия по охране труда,  
пожарной безопасности, охране  
окружающей среды

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Нормоконтроллер

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

## СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ СЛУДИНСКОЙ 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 .....	11
1.2 Энерго-экономическая характеристика района .....	12
2 Водно-энергетические расчеты .....	14
2.1 Регулирование стока реки .....	14
2.1.1 Построение эмпирических кривых обеспеченности .....	14
2.2 Выбор расчетных маловодного и средневодного лет .....	17
2.2.1 Расчёт конкурирующих режимов работы ГЭС по бытовому стоку и по требованиям ВХК .....	19
2.2.2 Водно-энергетический расчет режима ГЭС в маловодном году .....	21
2.3 Определение рабочих мощностей и построение интегральных кривых нагрузок .....	24
2.4 Расчет резервов, планирование капитальных ремонтов оборудования .....	28
2.5 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС в средневодном году .....	29
3 Основное и вспомогательное оборудование .....	31
3.1 Выбор системы и количества гидроагрегатов .....	31
3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины .....	34
3.3 Выбор типа серийного генератора .....	36
3.4 Расчет вала и подшипников .....	37
3.5 Гидромеханический расчет бетонной спиральной камеры, и определение ее геометрических размеров проточной части .....	38
3.6 Выбор маслонапорной установки .....	41
3.7 Выбор электрогидравлического регулятора .....	41
4 Электрическая часть .....	42
4.1 Выбор главной схемы электрических соединений .....	42
4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС .....	43
4.2.1 Выбор синхронного генератора .....	43
4.3.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком .....	43
4.3.3 Выбор повышающих трансформаторов для схем с укрупнённым блоком .....	45
4.4 Распределительное устройство .....	46
4.4.1 Выбор трансформаторов собственных нужд .....	47
4.4.2 Выбор количества отходящих воздушных линий, распределительного устройства и марки проводов воздушных линий .....	47

4.5	Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчета .....	49
4.6	Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения .....	50
4.7	Расчёт токов трехфазного и однофазного коротких замыканий в главной схеме при помощи программного обеспечения «RastrWin» с выбором оборудования .....	51
4.7.1	Расчёт исходных данных .....	52
4.7.2	Расчёт токов короткого замыкания в ПК RastrWin .....	54
4.7.3	Результаты расчёта токов КЗ .....	55
4.8	Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима .....	55
4.9	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ .....	56
4.9.1	Выбор выключателей и разъединителей .....	56
4.9.2	Выбор синхронизаторов и анализаторов .....	59
4.9.3	Выбор трансформатора тока .....	59
4.9.4	Выбор трансформатора напряжения .....	60
4.10	Выбор электротехнического оборудования на напряжении 220 кВ .....	61
4.10.1	Выбор выключателей и разъединителей .....	61
4.10.2	Выбор синхронизаторов и анализаторов .....	64
4.10.3	Выбор трансформатора тока .....	64
4.10.4	Выбор трансформатора напряжения .....	65
5	Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем .....	67
5.1	Исходные данные для курсового проектирования .....	67
5.1.1	Перечень защит основного оборудования .....	68
5.2	Расчет номинальных токов .....	69
5.2.1	Выбор системы возбуждения и выпрямительного трансформатора .....	70
5.3	Защита системы возбуждения .....	71
5.3.1	Максимальная токовая защита системы возбуждения .....	73
5.3.2	Токовая отсечка системы возбуждения .....	74
5.3.3	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора .....	75
5.3.4	Защита от повышения напряжения ( $U_{1>}$ ), ( $U_{2>}$ ) .....	78
5.3.5	Продольная дифференциальная защита генератора ( $I_{DG}$ ) .....	78
5.3.6	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ ) .....	82
5.4	Защита от симметричных перегрузок ( $I_1$ ) .....	87
5.5	Дистанционная защита генератора $Z_1 <$ , $Z_2 <$ .....	90
5.5.1	Защита от перегрузки обмотки ротора .....	94
5.5.2	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор .....	96
6	Компоновка и сооружения гидроузла .....	97
6.1	Состав и компоновка сооружений гидроузла .....	97
6.2	Определение отметки гребня грунтовой плотины и гребня быка .....	97
6.2.1	Грунтовая плотина .....	97
6.2.2	Определение превышения гребня плотин над НПУ .....	98

6.2.3	Определение высоты ветрового нагона .....	98
6.2.4	Определение высоты волны 1% обеспеченности для основного случая .....	99
6.2.5	Вычисляем отметку гребня грунтовой плотины для основного сочетания нагрузок .....	102
6.3	Гидравлические расчеты .....	102
6.3.1	Определение ширины водосливного фронта .....	102
6.3.2	Определение отметки гребня водослива .....	106
6.3.3	Определение отметки ФПУ и верха быка .....	108
6.4	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе .....	111
6.4.1	Расчет водобойной стенки .....	113
6.4.2	Расчет второй водобойной стенки .....	114
6.5	Конструирование плотины .....	116
6.5.1	Определение ширины подошвы плотины .....	116
6.6	Разрезка плотины швами .....	117
6.7	Быки .....	118
6.8	Устои .....	118
6.9	Дренаж и галереи в теле бетонной плотины .....	119
6.10	Определение ширины плотины по гребню .....	119
6.11	Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины .....	119
6.11.1	Дренажные устройства в основании .....	119
	На нескальном основании обычно применяю 2-х или 3х-слойный пластовый дренаж под всей площадью водобоя и рисбермы .....	119
6.11.2	Шпунтовые стенки и завесы .....	119
6.11.3	Понур .....	120
6.12	Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины .....	120
6.12.1	Вес сооружения .....	120
6.12.2	Расчёты гидростатического давления .....	121
6.12.3	Равнодействующая взвешивающего давления .....	121
6.12.4	Сила фильтрационного давления .....	122
6.12.5	Давление грунта .....	123
6.12.6	Расчёт волнового давления .....	124
6.13	Оценка прочности плотины .....	124
6.13.1	Критерии прочности плотины .....	128
6.13.2	Расчёт устойчивости плотины .....	128
7	Мероприятия по охране окружающей среды .....	130
7.1	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства .....	130
7.2	Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов .....	131
7.3	Отходы, образующиеся при строительстве .....	134
7.4	Охрана окружающей среды в период эксплуатации .....	135
8	Мероприятия по пожарной безопасности. Охрана труда .....	137
8.1	Безопасность гидротехнических сооружений .....	137
8.2	Охрана труда и техника безопасности .....	137

8.2.1 Система управления охраной труда .....	139
8.3 Пожарная безопасность .....	141
9 Техничко-экономические показатели .....	144
9.1 Производство электроэнергии и расходы в период эксплуатации .....	144
9.1.1 Оценка объемов реализации электроэнергии .....	144
9.1.2 Текущие расходы по гидроузлу .....	144
9.1.3 Налоговые расходы .....	146
9.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности .....	147
9.3 Анализ денежных потоков .....	148
9.4 Оценка инвестиционного проекта .....	148
9.4.1 Методология, исходные данные .....	149
9.4.2 Коммерческая эффективность проекта .....	149
9.4.3 Бюджетная эффективность .....	150
9.5 Анализ чувствительности проекта .....	150
10 Оценка технического состояния основного оборудования после установленного срока службы .....	153
10.1 Основные нормы и требования .....	153
10.2 Требования к сроку службы основного оборудования .....	153
10.3 Определение оптимального вида, состава и стоимости технического воздействия на оборудование .....	154
10.4 Цель, задачи и сроки проведения технического освидетельствования ..	154
10.5 Периодичность технических освидетельствований .....	155
10.6 Работы, проводимые в рамках технического освидетельствования .....	156
10.7 Анализ и оформление результатов технического освидетельствования	156
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	158
ПРИЛОЖЕНИЕ А Анализ исходных данных .....	161
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Расчеты сработки-наполнения водохранилища Слудинской ГЭС .....	164
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Основное и вспомогательное оборудование .....	170
ПРИЛОЖЕНИЕ Д Устройства РЗА .....	172
ПРИЛОЖЕНИЕ Е Компоновка и сооружение гидроузла .....	174

## СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ СЛУДИНСКОЙ ГЭС

1. Наименование ГЭС ..... Слудинская ГЭС
2. Местонахождение ГЭС (край, область) ..... Архангельская область
3. Тип проектируемой установки ..... Гидроэлектростанция
4. Характерные расходы воды:
  - а) среднемноголетний ..... 379 м<sup>3</sup>/с;
  - б) максимальный, обеспеченностью 0,1% ..... 2568 м<sup>3</sup>/с;
  - г) минимальный ..... 95 м<sup>3</sup>/с;
5. Параметры водохранилища:
  - а) характер регулирования стока ..... годовое;
  - б) отметки: НПУ ..... 109,00 м;  
УМО ..... 100,72 м;
  - в) объемы: полный ..... 11,27 км<sup>3</sup>;  
полезный ..... 4,468 км<sup>3</sup>;
6. Напоры ГЭС:
  - а) максимальный ..... 36,50 м;
  - б) расчетный ..... 30,00 м;
  - в) минимальный ..... 25,50 м.
7. Энергетические характеристики:
  - а) мощность: установленная ..... 201,6 МВт;  
гарантированная ..... 148 МВт;
  - б) среднемноголетняя выработка энергии ..... 0,869 млрд. кВт·ч.
8. Плотины:
  - а) тип здания ..... русловое;
  - б) правобережная ..... каменно-землянная с ядром;
  - в) левобережная ..... каменно-землянная с ядром;
  - г) общая длина ..... 832,00 м;
  - д) максимальная высота ..... 42,3 м.
9. Водосбросные сооружения:
  - а) тип ..... поверхностный безвакуумный водослив;
  - б) число и размеры пролетов ..... 5 пролетов по 10 м;
  - в) толщина переливающегося слоя ..... 7,00 м;
  - г) общая длина ..... 68 м.
10. Здание ГЭС:
  - а) тип здания ..... русловое;
  - б) число агрегатов ..... 4;
  - в) грунты в основании ..... галечно - песчаный;
  - г) тип спиральной камеры ..... бетонная;
  - д) тип отсасывающей трубы ..... изогнутая;
- 11) Основное оборудование:
  - а) тип турбин ..... ПЛ40-а-530;  
диаметр ..... 5,3 м;

- б) тип генераторов .....СВ-845/140-44Т;  
их мощность .....50,4 МВт;  
в) частота вращения .....136,4об/мин;  
г) тип трансформаторов .....ТДЦ-80000/220.
- 12) Техничко-экономические показатели:
- а) удельные капиталовложения .....85672,09 руб./кВт;  
б) себестоимость энергии .....0,21 руб./кВт·ч;  
в) период окупаемости .....13 лет.



## ВВЕДЕНИЕ

Источник энергии – текущая вода, возобновляемый источник энергии, в отличие от нефти, газа, твердого топлива и ядерного горючего. В условиях медленного прогресса в создании альтернативных источников электроэнергии доля гидроэнергетики в энергетическом балансе страны со временем будет только возрастать, а уровень развития энергетики в свою очередь повысит технико-экономический потенциал страны. Поэтому, структурным лидером в развитии электроэнергетики на ближайшие десятилетия должна стать гидроэнергетика, как наиболее развитая, экологически безопасная и возобновляемая отрасль народного хозяйства.

Развитие энергетики неотделимо от развития региона, стабильности и процветания территории присутствия. Рост объемов промышленного производства приводит к увеличению энергопотребления в регионе и оказывает свое существенное влияние на дальнейшее развитие и модернизацию всей энергетической системы.

Строительство Слудинской ГЭС позволит:

- Обеспечить потребителей Архангельской энергосистемы электроэнергией;
- Повысить надёжность и качество электроснабжения потребителей;
- Отказаться от строительства тепловой электростанции, использующей органическое топливо (природный газ);
- Обеспечить необходимые пропуски воды для нужд ВХК;
- Создать инфраструктуру, обеспечивающую улучшение социальных и экономических условий жизни населения близлежащих Архангельской области;
- Обеспечить значительные поступления налоговых выплат в бюджеты всех уровней.

Целью проекта является проектирование Слудинской ГЭС на реке Пинега её сооружений и электрической части, выбор основного гидросилового и вспомогательного оборудования, разработка правил охраны труда и окружающей среды и технико-экономическое обоснование эффективности проекта.

В рамках специального вопроса рассмотрена оценка технического состояния основного оборудования после установленного срока службы.

## 1 Общая часть

### 1.1 Природные условия

#### 1.1.1 Климатические данные

Расположен в атлантико-арктической области умеренного пояса. Климат региона, в котором планируется возведение Слудинской гидроэлектростанции (ГЭС) умеренно континентальный, с продолжительной холодной зимой и умеренным тёплым летом. В течение года на территории Пинежского района выпадает примерно 500 мм осадков. Больше осадков выпадает в тёплый период года. Летом они преимущественно ливневого характера и нередко сопровождаются грозами. Осенью преобладают обложные дожди. Снежный покров устойчив на всей территории, держится он, начиная с декабря и заканчивая апрелем.

При средней температуре 16.7 ° С, июль это самый жаркий месяц года. Январь имеет самую низкую среднюю температуру года: -15.2 ° С.

#### 1.1.2 Гидрологические данные

Питание рек смешанное с преобладанием снегового. Замерзают они в первой половине ноября, вскрываются в конце апреля - начале мая. Длина Пинеги -779 км. Ширина реки 400-600 м. Глубина - 1-3,5 м. Площадь бассейна составляет 42000 км<sup>2</sup>

Русло реки в верхнем течении извилистое. Питание смешанное, с преобладанием снегового.

Ряд гидрологических наблюдений за рекой Пинега за период 1927-1999 г. представлен в приложении А, таблица А.1.

Средний многолетний расход  $\bar{Q}_{\text{мног}}$  Пинеги вычисляется по формуле (1.1), как отношение суммы среднегодовых расходов к числу лет наблюдения:

$$\bar{Q}_{\text{мног}} = \frac{\sum \bar{Q}_{\text{год},i}}{n} = \frac{27705}{73} = 379 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (1.1)$$

где  $\bar{Q}_{\text{мног}}$  – средний многолетний расход Катуня, м<sup>3</sup>/с;

$\bar{Q}_{\text{год},i}$  – средний годовой расход Катуня в i-й год, м<sup>3</sup>/с;

$n$  – число лет наблюдения.

Среднемноголетний сток определяется по формуле (1.2):

$$\bar{W}_{\text{мног}} = \bar{Q}_{\text{мног}} \cdot t = 626 \cdot 31536000 \cdot 10^{-9} = 19,74 \text{ км}^3, \quad (1.2)$$

где  $\bar{W}_{\text{мног}}$  – средний многолетний сток, км<sup>3</sup>;

$\bar{Q}_{\text{мног}}$  – средний многолетний расход из приложения А, таблица А.1, м<sup>3</sup>/с;

$t$  – число секунд в году, с.

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

Таблица 1.1 – Координаты кривых связи верхнего и нижнего бьефа

Кривая связи расходов и уровня нижнего бьефа			
летняя		зимняя	
Z <sub>нб</sub> , м	Q, м <sup>3</sup> /с	Z <sub>нб</sub> , м	Q, м <sup>3</sup> /с
71,0	0	71,0	0
72,3	100	72,3	80
73,0	200	73,0	160
73,5	300	73,5	240
73,8	400	73,8	320
74,1	500	74,1	400
74,4	600	74,4	480
74,6	700	74,6	560
74,8	800	74,8	640
75,0	900	75,0	720
75,2	1000	75,2	800
75,4	1100	75,4	880
75,6	1250	75,6	1000
75,7	1350	75,7	1080
75,9	1450	75,9	1160
76,0	1550	76,0	1240

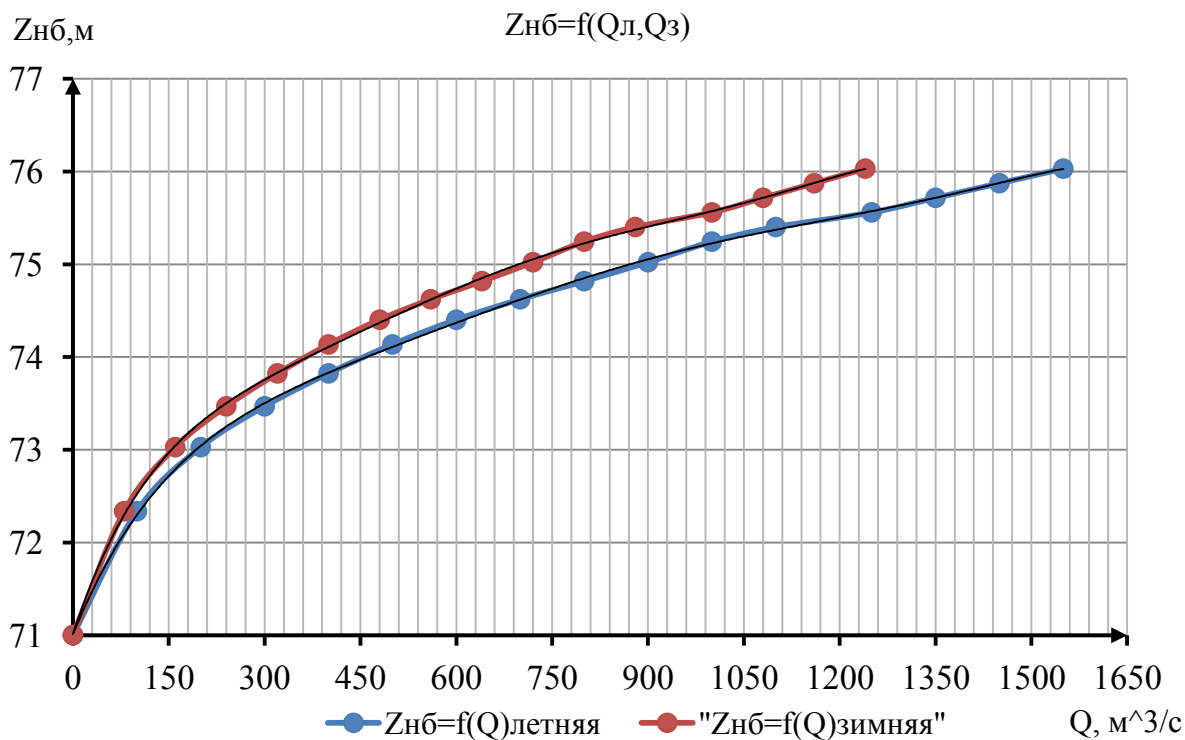


Рисунок 1.1 – Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа

### 1.1.3 Инженерно-геологические условия

По данным ОСР-17 в зоне проектируемого гидроузла, река Пинега имеет 5 баллов сейсмической активности. Малосейсмичный платформенный район.

Дно галечно-песчаное, имеются песчаные перекаты, пересекающие всю реку. В среднем и нижнем течении реки берега сложены гипсами. Фарватер зачастую проходит у одного из берегов.

## **1.2 Энерго-экономическая характеристика района**

Потребление электроэнергии в Архангельской области и присоединенной к ЕЭС России части Ненецкого автономного округа (с учётом потребления на собственные нужды электростанций и потерь в сетях) в 2020 году составило 7 279,6 млн. кВт·ч, максимум нагрузки — 1143 МВт. Таким образом, Архангельская область является энергодефицитным регионом по электроэнергии и энергоизбыточным по мощности. В структуре потребления электроэнергии в регионе лидирует потребление промышленностью — около 58 %, потребление населения составляет около 11 %.

По состоянию на начало 2021 года, на территории Архангельской области эксплуатировались 10 тепловых электростанций общей мощностью 1605 МВт. Наиболее крупными из них являются: Архангельская ТЭЦ, Северодвинские ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2, Вельская ГТ-ТЭЦ, три ТЭС Архангельского ЦБК и три ТЭС Котласского ЦБК. Также в зоне децентрализованного энергоснабжения эксплуатируется более 40 дизельных электростанций общей мощностью более 40 МВт.

Общая протяженность линий электропередачи напряжением 35—220 кВ составляет 6906,8 км, в том числе линий электропередачи напряжением 220 кВ — 1449,4 км, 110 кВ — 3305,1 км, 35 кВ — 2152,3 км. Магистральные линии электропередачи напряжением 220 кВ эксплуатируются филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» — «Северное ПМЭС», распределительные сети напряжением 110 кВ и ниже — Архангельским филиалом ПАО «МРСК Северо-Запада» и территориальными сетевыми организациями. Источниками теплоснабжения в Архангельской области являются теплоэлектроцентрали общей тепловой мощностью 4945 Гкал/ч и более 600 котельных. Отпуск тепловой энергии составляет более 20 000 тыс. Гкал, в том числе от ТЭЦ — более 16 000 тыс. Гкал.

Ближайшая подстанция расположена в рабочем поселке Урдома, население 4068 человек. Это подстанция 220 кВ. Поселок находится на расстоянии 55 км от предполагаемого места размещения ГЭС. В 25 км ниже по течению реки, от места строительства расположен город Котлас, к которому подходит, федеральная трасса. От Котласа до строительной площадки проходит грунтовая двухполосная дорога.

Слудинская ГЭС находилась на территории Архангельского РДУ. Входит в зону операционной деятельности Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Северо-Запада.

Построим графики максимальных и среднемесячных нагрузок РДУ. Расчет значений максимальной мощности для каждого месяца производится по формуле (1.3).

$$P_t^{max} = a_{max} + b_{max} \cdot \cos(30^\circ \cdot t - 15^\circ). \quad (1.3)$$

Коэффициент  $a_{max}$  рассчитаем по формуле (1.4),  $b_{max}$  по формуле (1.5).

$$a_{max} = \frac{P_{max}^3 + P_{max}^l}{2} = \frac{1410 + 804}{2} = 11074 \text{ МВт}, \quad (1.4)$$

$$b_{max} = \frac{P_{max}^3 - P_{max}^l}{2} = \frac{1410 - 804}{2} = 303 \text{ МВт}. \quad (1.5)$$

Расчет значений средней мощности для каждого месяца будем производить по формуле (1.6).

$$\bar{P}_t = \bar{a} + \bar{b} \cdot \cos(30^\circ \cdot t - 15^\circ). \quad (1.6)$$

Коэффициент  $\bar{a}$  рассчитаем по формуле (1.7),  $\bar{b}$  по формуле (1.8).

$$\bar{a} = \frac{\bar{P}_{сут}^3 + \bar{P}_{сут}^l}{2} = \frac{1164 + 684}{2} = 924 \text{ МВт}, \quad (1.7)$$

$$\bar{b} = \frac{\bar{P}_{сут}^3 - \bar{P}_{сут}^l}{2} = \frac{1164 - 684}{2} = 240 \text{ МВт}. \quad (1.8)$$

Результаты расчетов внесем в таблицу 1.3. По результатам расчетов построены графики максимальных и среднемесячных нагрузок РДУ, показанные на рисунке 1.2.

Таблица 1.2 – Расчет значений максимальной и средней мощности нагрузки РДУ

t, мес	$\alpha$ , рад	cos	$P_t^{max}$ , МВт	$\bar{P}_t$ , МВт
1	0,26	0,966	1400	1156
2	0,79	0,707	1321	1094
3	1,31	0,259	1186	956
4	1,83	-0,258	1029	862
5	2,36	-0,706	893	754
6	2,88	-0,966	814	692
7	3,40	-0,966	814	692
8	3,93	-0,709	892	754
9	4,45	-0,261	1028	861
10	4,97	0,256	1185	956
11	5,50	0,705	1321	1093
12	6,02	0,965	1399	1156

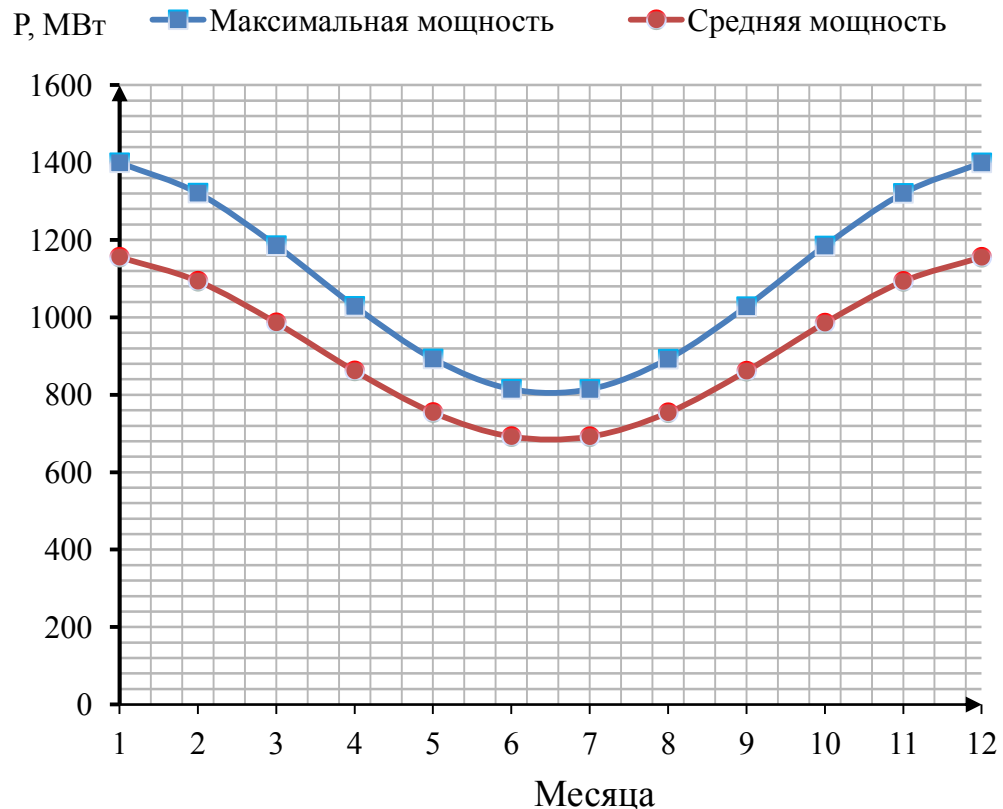


Рисунок 1.2 – График максимальных и средних нагрузок в Архангельском РДУ

## 2 Водно-энергетические расчеты

### 2.1 Регулирование стока реки

#### 2.1.1 Построение эмпирических кривых обеспеченности

Для построения эмпирических кривых обеспеченности вычисляются среднегодовой  $\bar{Q}_{\text{год}}$ , среднемеженный  $\bar{Q}_{\text{меж}}$  и среднеполоводный  $\bar{Q}_{\text{пол}}$  расходы для каждого года из гидрологического ряда (А, таблица А.1). Далее полученные расходы ранжируются по убыванию и для каждого рассчитывается обеспеченность по формуле (2.1).

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

где  $P$  – расчетная обеспеченность, %;

$m$  – порядковый номер члена ряда, ранжированного по убыванию;

$n$  – число членов ряда.

Результат расчета сводится в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Расчет эмпирических кривых обеспеченности среднегодового, среднемеженного и среднеполоводного расходов

m	P, %	$\bar{Q}_{\text{Год}}, \text{м}^3/\text{с}$	Годы	$\bar{Q}_{\text{пол}}, \text{м}^3/\text{с}$	Годы	$\bar{Q}_{\text{МЕЖ}}, \text{м}^3/\text{с}$	Годы
1	1	581	1928	1805	1966	467	1928
2	3	528	1957	1794	1955	360	1983
3	4	508	1966	1793	1993	335	1995
4	5	493	1993	1730	1927	324	1957
5	7	488	1952	1650	1976	316	1948
6	8	483	1929	1649	1946	289	1952
7	9	479	1976	1616	1968	281	1956
8	11	468	1949	1603	1949	277	1935
9	12	462	1998	1564	1992	276	1998
10	14	458	1964	1560	1981	272	1990
11	15	457	1990	1548	1957	271	1929
12	16	452	1927	1545	1971	270	1962
13	18	444	1971	1540	1929	266	1931
14	19	438	1955	1530,5	1986	264	1989
15	20	438	1995	1520	1974	263	1987
16	22	434	1983	1500	1964	261	1984
17	23	433	1961	1485	1952	255	1951
18	24	427	1948	1480	1961	250	1964
19	26	424	1935	1403	1991	249	1966
20	27	417	1962	1401	1947	247	1953
21	28	416	1968	1390	1998	244	1976
22	30	414	1991	1383	1997	244	1950
23	31	410	1989	1380	1990	241	1949
24	32	409	1958	1363	1934	237	1973
25	34	409	1981	1357	1958	233	1993
26	35	406	1931	1338	1943	233	1999
27	36	402	1984	1325	1941	223	1971
28	38	400	1987	1295	1972	223	1961
29	39	395	1986	1260	1994	223	1967
30	41	391	1934	1240	1954	220	1958
31	42	387	1941	1230	1944	219	1942
32	43	383	1992	1219	1930	216	1991
33	45	383	1994	1218	1970	215	1977
34	46	379	1950	1186	1932	209	1978
35	47	377	1943	1183	1982	208	1969
36	49	374	1942	1181	1979	208	1994
37	50	373	1977	1160	1935	200	1941
38	51	371	1956	1160	1977	199	1945
39	53	371	1953	1158	1969	199	1985
40	54	367	1969	1152	1928	199	1975
41	55	364	1947	1150	1962	197	1932

Окончание таблицы 2.1.

m	P, %	$\bar{Q}_{\text{Год}}, \text{ м}^3/\text{с}$	Годы	$\bar{Q}_{\text{ПОЛ}}, \text{ м}^3/\text{с}$	Годы	$\bar{Q}_{\text{МЕЖ}}, \text{ м}^3/\text{с}$	Годы
42	57	362	1932	1149	1942	197	1934
43	58	362	1930	1142	1933	196	1996
44	59	361	1973	1139,5	1989	196	1927
45	61	358	1946	1118	1980	193	1979
46	62	358	1970	1110	1931	190	1930
47	64	358	1979	1105	1984	188	1963
48	65	356	1999	1091	1965	186	1970
49	66	352	1997	1085,5	1987	184	1943
50	68	348	1972	1083	1939	184	1965
51	69	347	1974	1070	1959	183	1988
52	70	341	1975	1056	1975	179	1981
53	72	340	1982	1050	1950	179	1959
54	73	339	1933	1049	1988	179	1933
55	74	335	1965	994	1953	176	1968
56	76	332	1978	985,5	1973	172	1939
57	77	328	1985	979	1948	171	1982
58	78	328	1988	976	1999	168	1986
59	80	327	1959	972	1985	167	1955
60	81	326	1967	955	1996	160	1940
61	82	325	1954	952	1995	159	1972
62	84	324	1939	945	1978	157	1947
64	86	319	1944	849,5	1940	146	1960
65	88	306	1949	841	1945	145	1997
66	89	291	1979	839	1967	142	1954
67	91	290	1940	823	1956	138	1936
68	92	290	1934	805	1983	130	1937
69	93	275	1968	799	1963	126	1938
70	95	257	1950	746	1960	124	1980
71	96	246	1972	663	1938	113	1974
72	97	216	1975	639,5	1951	104	1944
73	99	192	1948	504	1937	100	1946

По данным таблицы 2.1 строятся эмпирические кривые обеспеченности. Кривые представлены на рисунке 2.1.



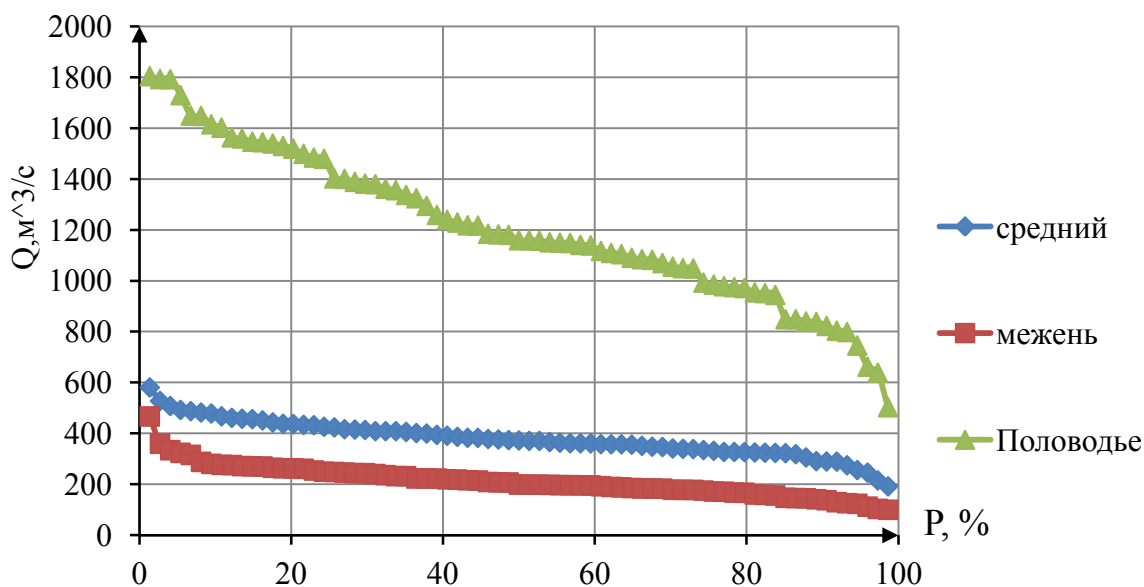


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности среднегодового, среднемеженного и среднеполоводного расходов

Расчетные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года принимаем равными 50% и 90% соответственно.

При заданной расчетной обеспеченности по кривой среднегодовых расходов определим соответствующий расчетный год и гидрограф.

## 2.2 Выбор расчетных маловодного и средневодного лет

Используя кривые, приведенные на рисунке 2.1 и таблице 2.1, выбраны расчетный средневодный и маловодный годы. Гидрографы маловодного и средневодного лет приведены в таблицах 2.2 и 2.3 соответственно.

Таблица 2.2 – Гидрограф маловодного года (P=90%)

Месяцы	Расходы в кубических метрах												$\bar{Q}_{\text{год}}$
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
$Q_{90\%1963г}$	81	63	55	145	1501	585	199	196	193	181	150	130	290

Таблица 2.3 – Гидрограф средневодного года

Месяцы	Расходы в кубических метрах												$\bar{Q}_{\text{год}}$
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
$Q_{50\%1977г}$	89	73	69	193	1781	678	334	305	292	242	227	198	373

Кривые обеспеченности для полученных гидрографов представлены на рисунке 2.2.

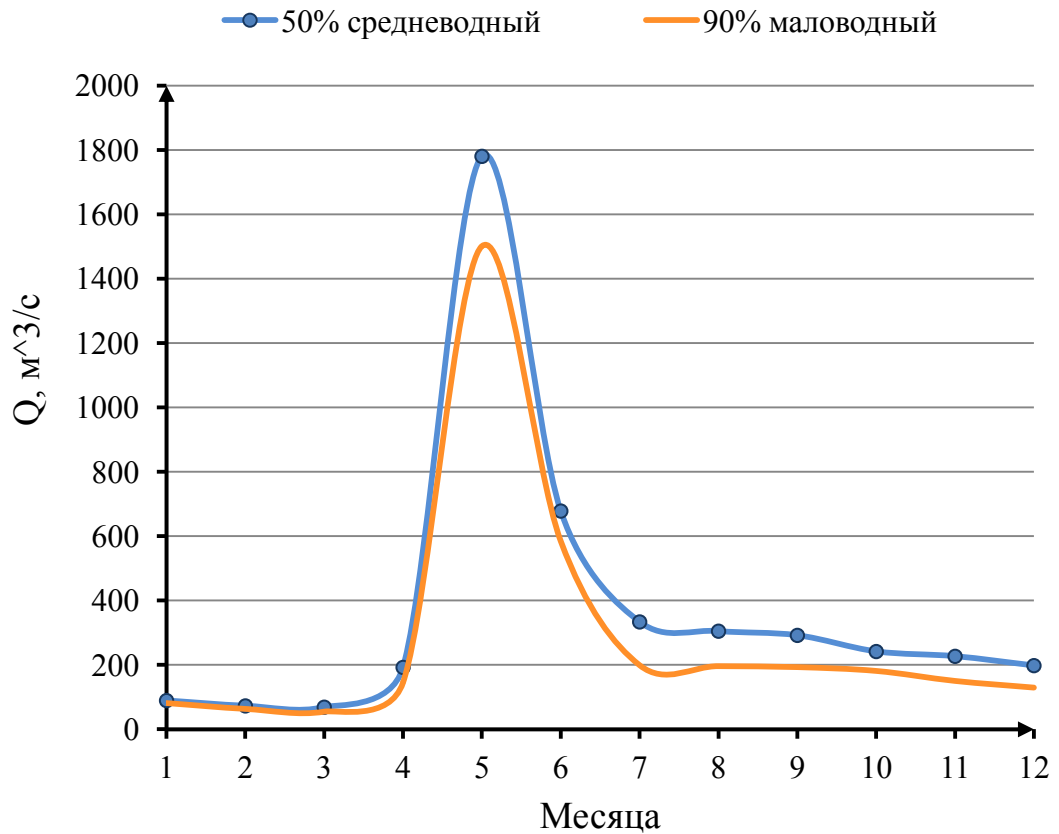


Рисунок 2.2 – Гидрографы маловодного и средневодного лет

По теоретической кривой обеспеченности средних максимальных расходов, в соответствии с классом ГТС за максимальный расход  $Q_{\text{МАХ}}$  принимается расход обеспеченностью 0,1%, равный  $2568 \text{ м}^3/\text{с}$ .

За расчетный расход  $Q_{\text{РАСЧ}}$  принимается средний годовой расход маловодного года, равный  $379 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Коэффициент зарегулированности стока – это отношение полезной ёмкости водохранилища к среднемуголетнему стоку в створе проектируемой ГЭС, определяется по формуле (2.2):

$$\beta = \frac{V_{\text{полезное}}}{W_{\text{среднеуголетнее}}}, \quad (2.2)$$

$W_{\text{НПУ}}$  – среднеуголетний сток;

$V_{\text{полезн.}}$  – полезный объем водохранилища;

Для расчета полезного объема воспользуемся полиномом:

$$W_{\text{среднеуголетнее}} = \frac{379 \cdot 31536000}{10^9} = 11,95 \text{ м}^3.$$

По кривой связи в ВБ находим мёртвый объем водохранилища, соответствующий УМО. От полного объёма водохранилища, соответствующего НПУ, отнимаем мёртвый объем и получаем полезный объем.

$$V_{\text{полез}} = V_{\text{полн}} - V_{\text{УМО}} = 11,27 - 6,8 = 4,468 \text{ м}^3.$$

Теперь определим коэффициент  $\beta$  по формуле (2.3):

$$\beta = \frac{V_{\text{полезное}}}{W_{\text{среднеголетнее}}}, \quad (2.3)$$

$$\beta = \frac{4,468}{11,95} = 0,37.$$

По полученному коэффициенту зарегулированности определяем, что водохранилище Слудинской ГЭС с многолетним регулированием.

### 2.2.1 Расчёт конкурирующих режимов работы ГЭС по бытовому стоку и по требованиям ВХК

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

Для выбранного расчетного маловодного года (1963г.) вычисляем значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле (2.4), потери расхода и значение ВХК по месяцам представлены в таблицах 2.4, 2.5, 2.6:

$$N_{\text{быт.ГЭС}} = k_N \cdot Q^{\text{пр}90\%} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (2.4)$$

где  $k_N$  – коэффициент мощности,  $k_N = 8,4$ ;

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

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

Подведенный напор ГЭС определяем по формуле (2.5)

$$H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}} = Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t)) - \Delta h, \quad (2.5)$$

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

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

$\Delta h$  – потери напора в водоподводящих сооружениях,  $\Delta h = 0,30$  м.

Затем рассчитываем мощность ГЭС в режиме работы по ВХК по формуле (2.6):

$$N_{\text{ВХК}} = k_N \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (2.6)$$

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

Таблица 2.4 – Расчёт конкурирующих режимов работы ГЭС по бытовому стоку

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
<b>Qбыт.</b>	81	63	55	145	1501	585	199	196	193	181	150	130
<b>Zвб</b>	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109
<b>Zнб</b>	73	72	72	73	78	75	74	74	74	74	74	73
<b>Hгэс</b>	36	36	36	35	31	33	35	35	35	35	35	35
<b>Nбыт, МВт</b>	25	19	17	43	388	163	58	57	57	53	44	39

Таблица 2.5 – Расчёт конкурирующих режимов работы ГЭС по требованиям ВХК

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
<b>Qвхк м<sup>3</sup>/с</b>	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190
<b>Zвб</b>	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109
<b>Zнб</b>	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74
<b>Hгэс</b>	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
<b>Nвхк, МВт</b>	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56

Таблица 2.6 – Сравнение режимов работы ГЭС по требованиям ВХК и работы ГЭС по бытовому стоку

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
<b>Nбыт, МВт</b>	25	19	17	43	388	163	58	57	57	53	44	39
<b>Nвхк, МВт</b>	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56
<b>Nбыт.-Nвхк., МВт</b>	-31	-36	-39	-13	332	107	2	1	0	-3	-11	-17

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

Определяем излишки бытовой мощности по формуле (2.7) в половодный период, которые будут переноситься на зиму:

$$N_{\text{изл}} = \sum N_{\text{быт}} - \sum N_{\text{вхк}} = 291 \text{ МВт}. \quad (2.7)$$

По данным таблицы 2.7 строим баланс энергии, представленный на рисунке 2.3.

Таблица 2.7 – Данные для построения баланса энергии

Месяц	<b>Pтср., МВт</b>	<b>Nвхк, МВт</b>	<b>Nбыт, МВт</b>	<b>Nсущ.</b>
1	1156	56	25	458
2	1094	56	19	438
3	956	56	17	419
4	862	56	43	343
5	754	56	388	324
6	692	56	163	305
7	692	56	58	305

Окончание таблицы 2.7

8	754	56	57	324
9	861	56	57	343
10	956	56	53	419
11	1094	56	44	438
12	1156	56	39	458

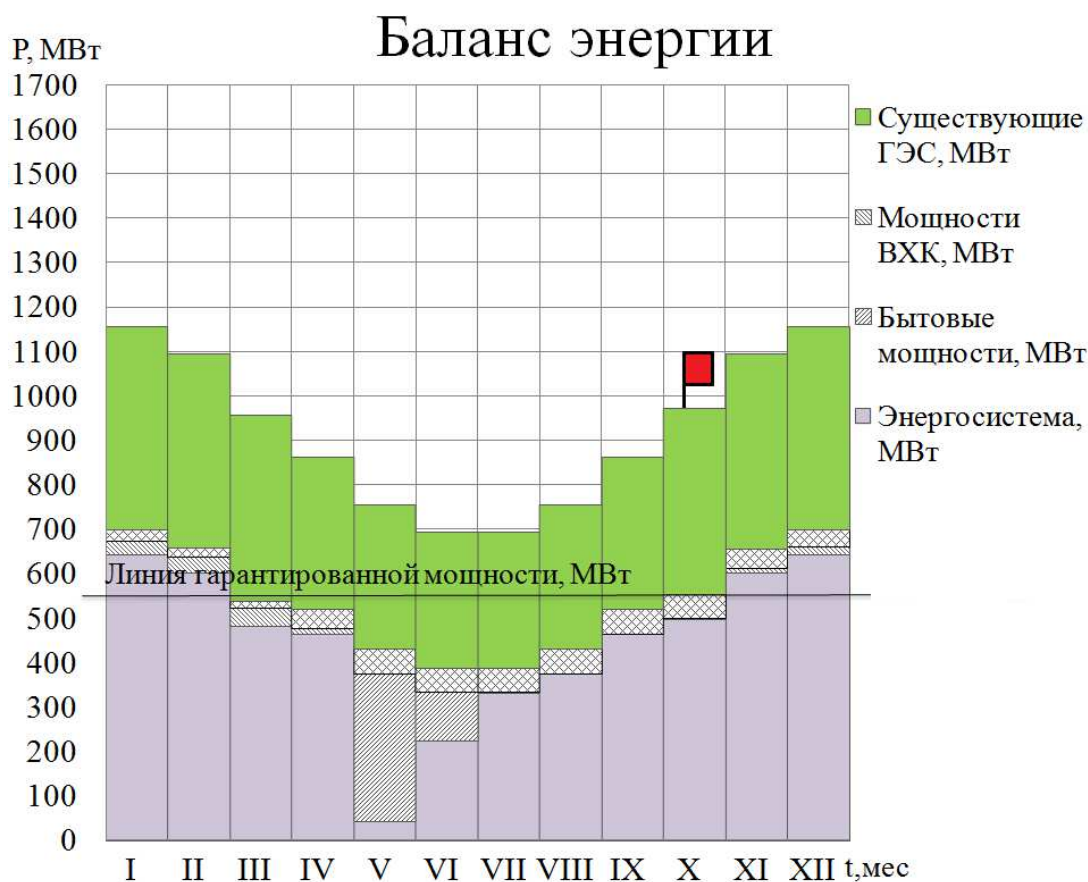


Рисунок 2.3- График баланса энергии.

За месяц сработки принимаем первый месяц после половодья (октябрь).

По балансу энергии определяем месяца регулирования, а также гарантированные мощности ГЭС в этот месяц. Из рисунка 2.3 видно, что под регулирование попали 4 месяца в первой и второй итерации (ноябрь – февраль), а в остальные месяцы ГЭС работает по требованиям ВХК.

### 2.2.2 Водно-энергетический расчет режима ГЭС в маловодном году

Расчет начинаем с момента, когда водохранилище наполнено, уровень воды в нем соответствует отметке  $\nabla_{НПУ} = 109,00$  м, и с того месяца, в котором бытовой приток меньше необходимого расхода ВХК (в нашем случае 10 месяц).

Результаты расчетов представлены в (таблице Б.1, приложение Б), где:

1 – Расчетный месяц, в котором осуществляется регулирование и определяется гарантированная мощность проектируемой ГЭС;

2 – Бытовой расход воды маловодного года (90% - обеспеченность) (берём расходы 90% обеспеченности на протяжении всех расчётов);

3 – 6 – Потери воды из водохранилища, которые задаются как исходные данные к проекту;

потери 3 – на шлюзование;

потери 4 – на фильтрацию в нижний бьеф – для реки не являются безвозвратными, они зависят от напора, и в данном случае составляют  $3 \text{ м}^3/\text{с}$ , что составляет 1/100 от среднегодового бытового расхода воды маловодного года;

потери 5 – на дополнительное испарение со средней площади водохранилища (за данный интервал времени) – в нашем случае эта величина составляет 1/100 от бытового расхода воды маловодного года, которая была взята от каждого месяца этого маловодного года;

потери 6 – на льдообразование – обусловлены оседанием льда на борта водохранилища, весной лёд возвращается в водохранилище в виде дополнительного притока воды;

7 – полезный бытовой приток определяется по формуле (2.8):

$$Q_{\text{пол.быт.}} = Q_{\text{быт.}} - Q_{\text{шл.}} - Q_{\text{исп.}} - Q_{\text{фильт.}} - Q_{\text{лёд}} = \Sigma Q_{\text{потери}}, \quad (2.8)$$

8 – Сработка или наполнение водохранилища  $Q_{\text{водохр.}}$ ;

9 – Расходы на нужды водохозяйственного комплекса  $Q_{\text{ВХК}}$  (эта величина неизменна, и исходя из наших расчётов составляет, порядка  $190 \text{ м}^3/\text{с}$ );

10 – турбинный расход ГЭС  $Q_{\text{ГЭС}}$  определяется по формуле (2.9):

$$Q_{\text{ГЭС}} = Q_{\text{пол.быт.}} + Q_{\text{водохр.}} - Q_{\text{х.сб.}}, \quad (2.9)$$

11 – Холостой, помимо турбин, сброс воды из водохранилища в нижний бьеф  $Q_{\text{х.сб.}}$ ;

12 – расход в нижний бьеф гидроузла определяется по формуле (2.10):

$$Q_{\text{НБ}} = Q_{\text{ГЭС}} + Q_{\text{х.сб.}} + Q_{\text{шл.}} + Q_{\text{фильт.}} \quad (2.10)$$

13 – начальный объём водохранилища при отметке НПУ  $V_{\text{нач}}$  (величина, которая менялась на протяжении всех корректировок из-за увеличения и уменьшения объёма водохранилища);

14 – приращение объёма водохранилища определяется по формуле (2.11):

$$\Delta V = \frac{Q_{\text{водохр.}} \cdot t_{\text{с/мес}}}{10^9}, \quad (2.11)$$

15 – полезный объём воды в водохранилище на конец расчётного интервала определяется по формуле (2.12):

$$V_{\text{кон.}} = V_{\text{нач.}} - \Delta V. \quad (2.12)$$

16 – отметка НПУ (начало сработки водохранилища)  $z_{\text{ВБ}}^{\text{нач.}}$ ;

17 – отметка ВБ на конец месяца  $z_{\text{ВБ}}^{\text{кон.}}$ . Определяется по уравнению кривой связи для ВБ. В качестве аргумента используется конечный объём  $V_{\text{кон.}}$ .

18 – средний на расчётном интервале уровень верхнего бьефа определяется по формуле (2.13):

$$z_{\text{ВБср.}} = \frac{z_{\text{ВБ}}^{\text{нач.}} + z_{\text{ВБ}}^{\text{кон.}}}{2}. \quad (2.13)$$

19 – уровень нижнего бьефа  $z_{\text{НБ}}$ , соответствующий расходу в нижний бьеф гидроузла, определяется по зависимости кривой связи для НБ.

20 – напор определяется по формуле (2.14):

$$H = z_{\text{ВБср.}} - z_{\text{НБ}} - \Delta h, \quad (2.14)$$

где  $\Delta h$  – суммарные потери напора на решётках и в водопроводящих сооружениях (задаются в исходных данных).

21 – Гарантированная мощность проектируемой ГЭС определяется по формуле (2.15):

$$N_{\text{ГЭС}} = k_N \cdot Q_{\text{ГЭС}} \cdot H, \quad (2.15)$$

где  $k_N$  – коэффициент мощности с учётом средневзвешенного коэффициента полезного действия (КПД) гидроагрегата (был взят: 8,4);

22 – гарантированная мощность  $N_{\text{гар.}}$ , К которой стремимся в данной итерации (также обозначается в таблице, общее количество: 4 месяца).

Результаты водно-энергетических расчётов работы ГЭС в маловодном году приведены в таблице Б.1, приложение Б.

График сработки - наполнения водохранилища в маловодный год при расчете гарантированных мощностей проектируемой ГЭС представлен на рисунке 2.4.

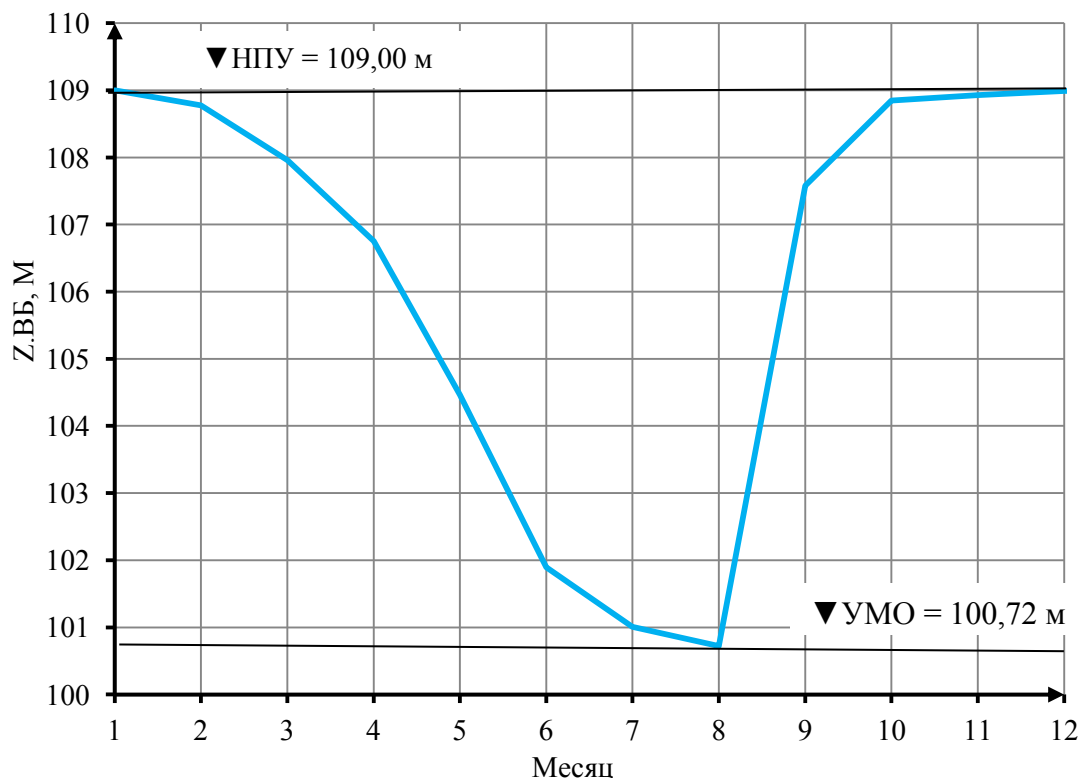


Рисунок 2.4 – График сработки-наполнения водохранилища в маловодный год.

Далее производим расчёт сработки - наполнения водохранилища, увеличивая мощности месяцев (понижаем линии гарантированной мощности), попавших под регулирование, до тех пор, пока не будет произведён полный цикл сработки – наполнения. Результаты этого расчета представлены во второй итерации (таблицы Б.1, приложение Б).

### 2.3 Определение рабочих мощностей и построение интегральных кривых нагрузок

Для того, что бы определить рабочие мощности проектируемой ГЭС необходимо произвести вписывание треугольников мощностей Чебоксарской (существующей) ГЭС на ИКН, как показано на рисунках (2.5), (2.6). Вписываем треугольники в пиковую и базовую часть нагрузки энергосистемы. При вписывании проектируемой ГЭС, рассчитывается гарантированная суточная выработка по формуле (2.16):

$$\mathcal{E}_{\text{гар.}} = \frac{N_{\text{гар.}} \cdot 24}{1000}, \quad (2.16)$$

где 24 – количество часов в сутках.



Из интегральной кривой нагрузки определяют рабочие мощности И выработку ГЭС по формулам (2.17), (2.18), (2.19).

$$N_{\text{База}} = \frac{8,4 \cdot Q_{\text{сан.попуск}} \cdot H}{1000}, \quad (2.17)$$

$$\mathcal{E}_{\text{База}} = \frac{N_{\text{База}} \cdot 24}{1000}, \quad (2.18)$$

$$\mathcal{E}_{\text{Пик}} = \mathcal{E}_{\text{Гар.}} - \mathcal{E}_{\text{База}}. \quad (2.19)$$

Таблица 2.8 – Выбор рабочих мощностей

Месяц	Нгар.МВт	Эгар.млн.кВт·ч	Нбаз.МВт	Эбаз.млн.кВт·ч	Эпик	Нпик.МВт	Нраб, МВт
1	148	3,55	11	0,27	3,29	205	216
2	106	2,54	11	0,27	2,28	155	166
3	42	1,01	11	0,27	0,74	45	56
4	42	1,01	11	0,26	0,75	50	61
5	47	1,13	11	0,26	0,86	54	65
6	54	1,30	10	0,25	1,04	64	74
7	55	1,32	11	0,26	1,06	63	74
8	55	1,32	11	0,26	1,06	63	74
9	55	1,32	11	0,26	1,06	70	81
10	55	1,32	11	0,26	1,06	68	79
11	106	2,54	11	0,26	2,29	155	166
12	148	3,55	11	0,26	3,29	205	216

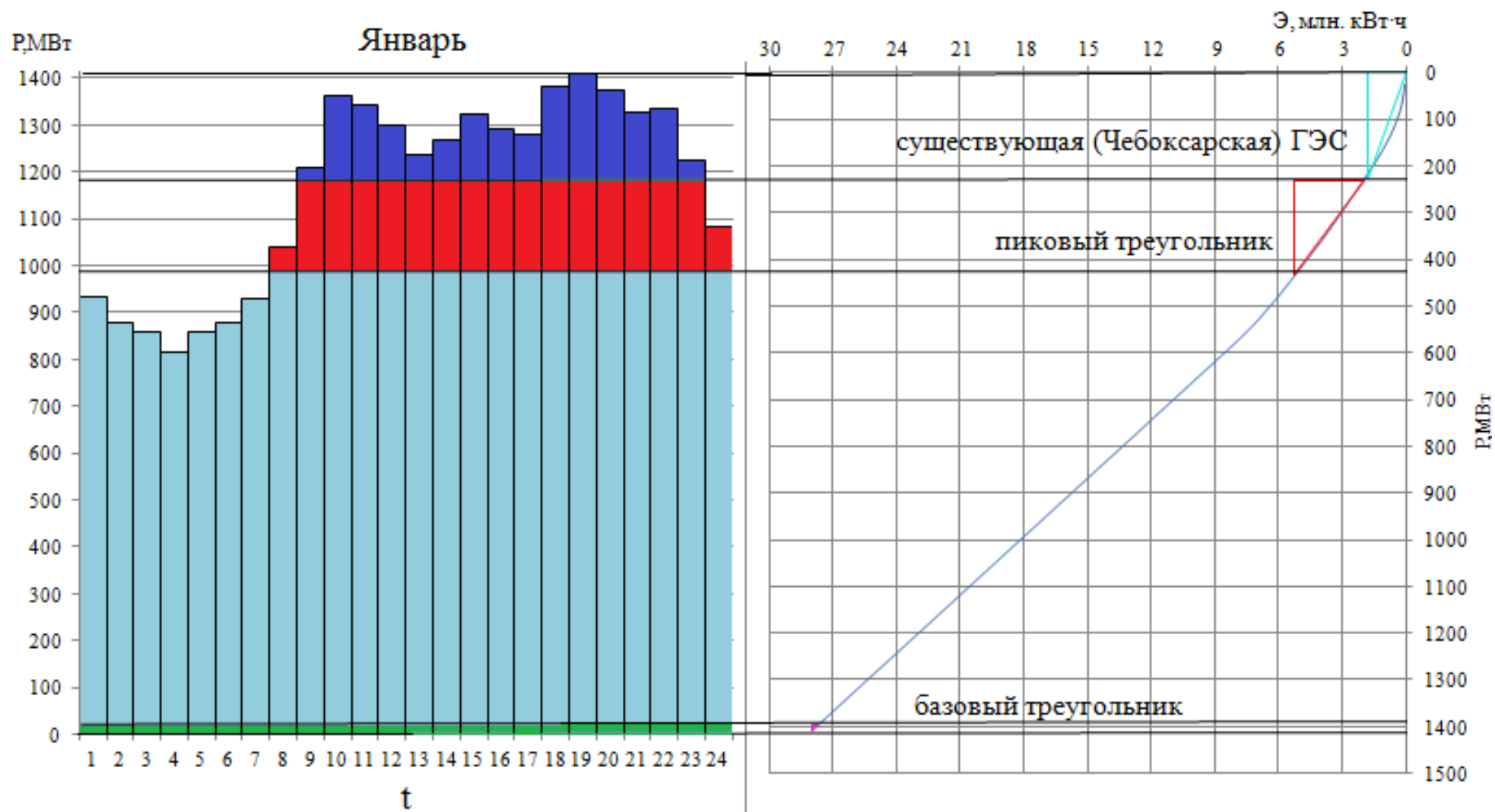


Рисунок 2.5 – График нагрузки и ИКН (январь)

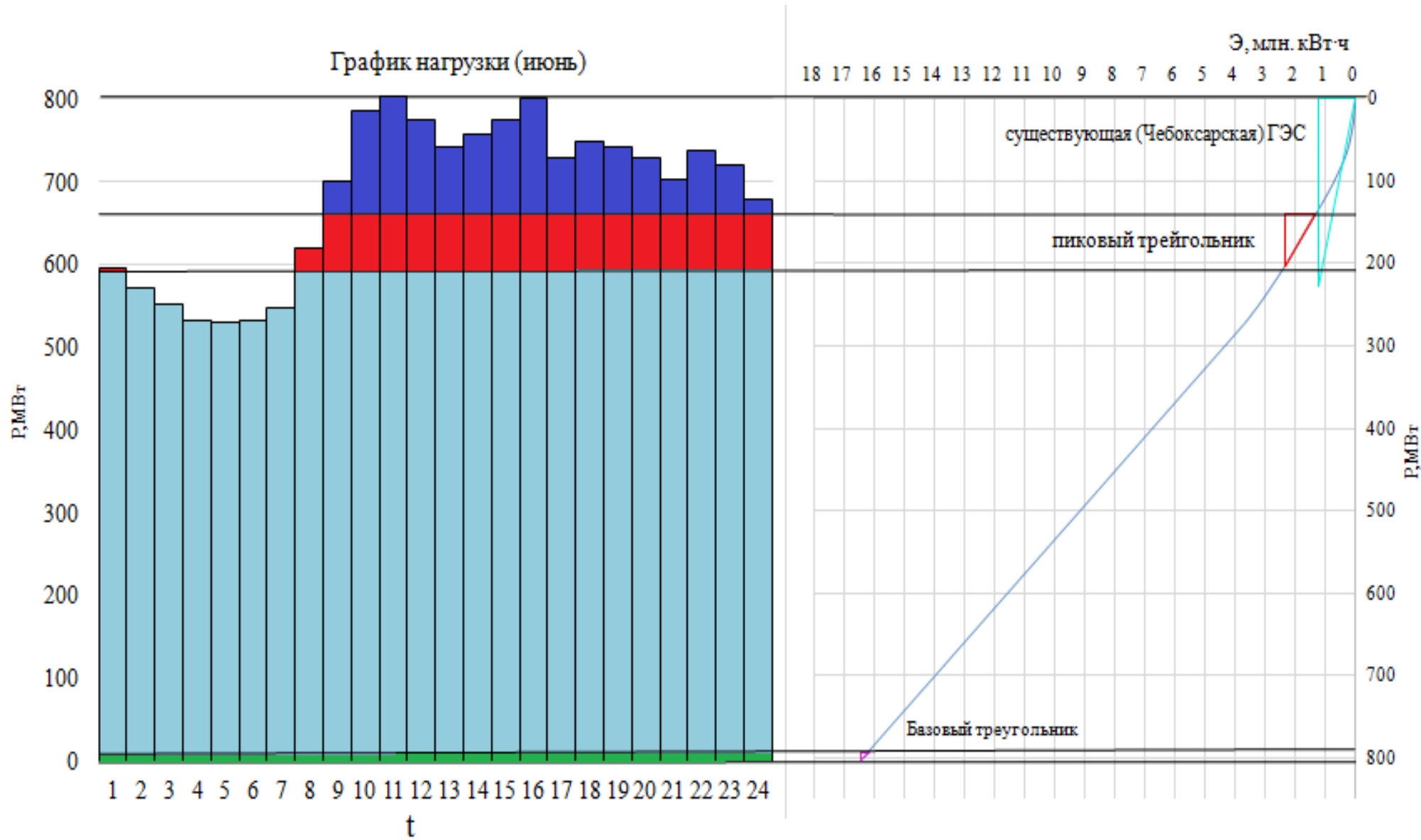


Рисунок 2.6 – График нагрузки и ИКН (июнь)

## 2.4 Расчет резервов, планирование капитальных ремонтов оборудования.

Установленную мощность ГЭС по выполняемым в системе функциям можно распределить в виде суммы и найти по формуле (2.20):

$$N_{уст. ГЭС} = N_{раб. ГЭС} + N_{рез. ГЭС} \quad (2.20)$$

При определении резервной мощности ГЭС необходимо учитывать нижеследующее:

*Нагрузочный резерв* равен 3 % зимнего максимума нагрузки.

*Аварийный резерв* системы выбирается в пределах 10 % зимнего максимума нагрузки. Размещается аварийный резерв только на ТЭС.

*Ремонтный резерв.* Разместить ремонтный резерв ТЭС можно в летние месяцы, в провал нагрузки энергосистемы, определяются по формулам (2.21) и (2.22).

$$P_{нагр}^{ЭС} = P_{max}^{ЭС} \cdot 0,03, \quad (2.21)$$

$$P_{авар}^{ЭС} = P_{max}^{ЭС} \cdot 0,1. \quad (2.22)$$

Для определения величины ремонтного резерва, необходимо определить ремонтную площадь существующих ГЭС и ТЭС по формулам (2.23) и (2.24), а также проектируемой ГЭС по формуле (2.25), соответственно:

$$F_{рем}^{сущ. ГЭС} = \frac{N_{раб}^{сущ. ГЭС}}{6}, \quad (2.23)$$

$$F_{рем}^{сущ. ТЭС} = \frac{N_{раб}^{сущ. ТЭС}}{6}, \quad (2.24)$$

$$F_{рем}^{проект. ГЭС} = \frac{N_{раб}^{сущ. ГЭС}}{6}. \quad (2.25)$$

Расчеты мощностей приведены в таблице 2.9:

Таблица 2.9 – Баланс мощности энергосистемы

Месяцы	Энергосистема, МВт			Существующие ГЭС, МВт			Проектируемая ГЭС, МВт			ТЭС, МВт			
	P <sub>max</sub>	Авар	P <sub>нагр</sub>	N <sub>раб</sub>	N <sub>нагр</sub>	N <sub>рем</sub>	N <sub>раб</sub>	N <sub>нагр</sub>	N <sub>рем</sub>	N <sub>раб</sub>	N <sub>нагр</sub>	N <sub>рем</sub>	N <sub>авар</sub>
1	1399	140	42	228	11		216	6		955	25		140
2	1321	132	40	200	10		166	5		955	25		132
3	1186	119	36	200	10		56	2		929	24		119
4	1029	103	31	150	8		61	2		818	21		103
5	893	89	27	150	8		65	2		678	17		89

## Окончание таблицы 2.9

Месяцы	Энергосистема, МВт			Существующие ГЭС, МВт			Проектируемая ГЭС, МВт			ТЭС, МВт			
	$P_{\max}$	Авар	$P_{\text{нагр}}$	$N_{\text{раб}}$	$N_{\text{нагр}}$	$N_{\text{рем}}$	$N_{\text{раб}}$	$N_{\text{нагр}}$	$N_{\text{рем}}$	$N_{\text{раб}}$	$N_{\text{нагр}}$	$N_{\text{рем}}$	$N_{\text{авар}}$
6	814	81	24	142	7		74	2		598	15	80	81
7	814	81	24	142	7		74	2		598	15	80	81
8	892	89	27	147	7		74	2		672	18		89
9	1028	103	31	160	8	38	81	2	36	787	21		103
10	1185	118	36	192	10		79	2		914	24		118

Ремонт ТЭС размещаем на два месяца, в период провала графика нагрузки энергосистемы.

Ремонт ТЭС – в данном случае 6 и 7 месяц. Баланс мощности показан на рисунке 2.7.

Установленная мощность проектируемой ГЭС по январю рассчитывается по формуле (2.26):

$$N_{\text{проект.ГЭС}}^{\text{уст}} = N_{\text{январь}}^{\text{раб}} + N_{\text{рез.проект}}^{\text{нагр}}, \quad (2.26)$$

$$N_{\text{проект.ГЭС}}^{\text{уст}} = 216 + 6 = 222 \text{ МВт.}$$

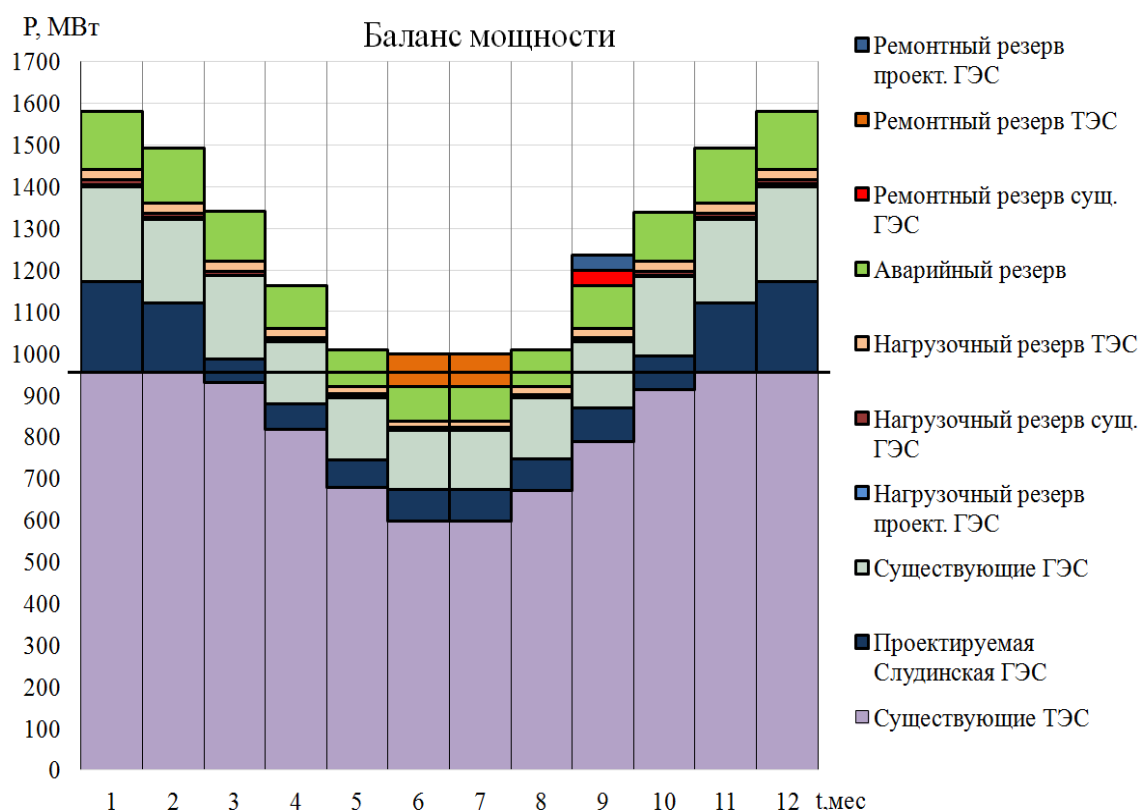


Рисунок 2.7 – Баланс мощностей

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

Задача ВЭР режима работы ГЭС в средневодном году – определить среднемноголетнюю выработку. В данном расчете берутся расходы за средневодный год, на рисунке 6.8 показан график сработки.

Данные расчетов сведены в таблицу Б.2 приложение Б.

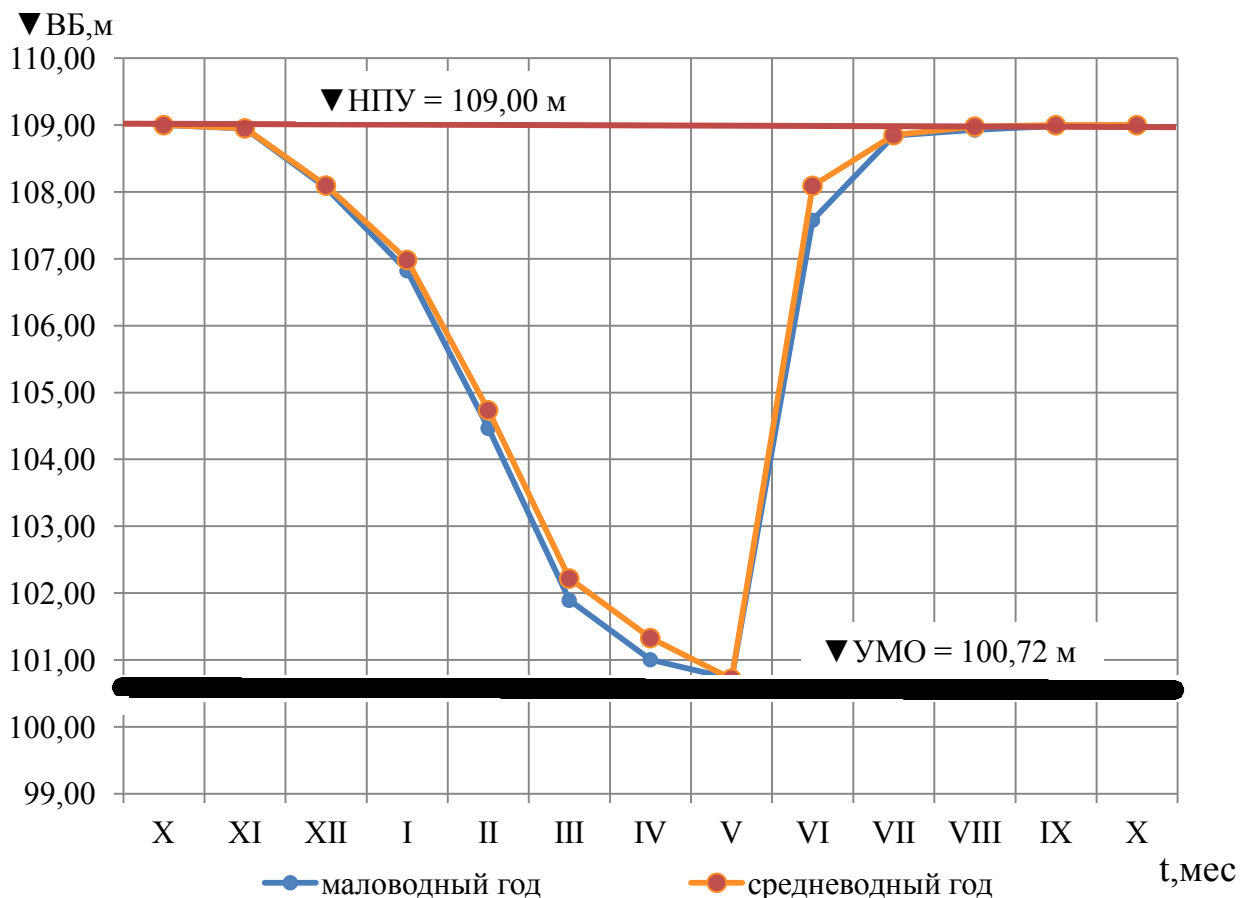


Рисунок 2.8 – Сработка-наполнения водохранилища в маловодном и средневодном годах

В результате расчета получили среднемноголетнюю выработку, равную: в маловодном году  $\Sigma \mathcal{E}_{\text{мл}} = 658$  млн. кВт·ч, в средневодном году  $\Sigma \mathcal{E}_{\text{ср}} = 869$  млн. кВт·ч, что на 211 млн. кВт·ч больше чем в маловодном.

### 3 Основное и вспомогательное оборудование

#### 3.1 Выбор системы и количества гидроагрегатов

Основным критерием, по которому выбирается та или иная гидротурбина, является предельный напор  $H_{\text{пред}}$ , при котором работает турбина. А также отношение минимального напора на станции  $H_{\text{min}}$  к предельному напору  $H_{\text{пред}}$ , при котором может гидротурбина, которое не должно превышать определённого значения.

Диапазону напоров соответствуют турбины:

- поворотно-лопастная ПЛ40б-В;
- поворотно-лопастная диагональная ПЛ40а-В.

Необходимо проверить отношение  $H_{\text{min}}/H_{\text{пред}}$ . Оно должно быть не меньше заданных значений:

$$\frac{H_{\text{min}}}{H_{\text{пред}}} = \frac{25,5}{40} = 0,63.$$

Таблица 3.1 – Основные характеристики модельных выбираемых турбин

Тип	ПЛ40а-В	ПЛ40б-В
$H_{\text{пред}}$ , м	40	40
$H_{\text{min}}/H_{\text{max}}$	0,50	0,50
$n_{\text{Iopt}}$ , об/мин	125	123
$Q'_{\text{Iopt}}$ , л/с	1020	1150
$\eta_{\text{м opt}}$	0,913	0,904
$Q'_{\text{I max}}$ , л/с	1 700	1 625
$\sigma (Q'_{\text{I max}})$	0,65	0,65
$D_{\text{I мод}}$ , м	0,460	0,460
$H_{\text{мод}}$ , м	4	4
$t_{\text{мод}}$ , °С	10	20

Производим подбор вариантов турбин, основываясь на полученном выше диапазоне напоров. Параметры моделей этих гидротурбин представлены в таблице 3.1. Задаемся рядом стандартных значений диаметров  $D_1$  и для каждого диаметра рассчитываем следующие параметры :

Мощность агрегата в расчетной точке по формуле (3.1):

$$N_a = 9.81 \cdot Q'_{\text{Iр}} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{\text{т}} \cdot \eta_{\text{г}}, \quad (3.1)$$

где  $Q'_{\text{Iр}}$  – приведенный расход в расчетной точке;

$\eta_{\text{т}}$  – КПД натурной турбины;

$\eta_{\text{г}}$  – КПД генератора.

КПД натурной турбины определяем по формуле (3.2):

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \left( (1 - \varepsilon) + \varepsilon \sqrt[5]{\frac{D_{1\text{мод}}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_{\text{мод}}}{H_p}} \cdot \sqrt[5]{\frac{v_H}{v_{\text{мод}}}} \right), \quad (3.2)$$

где  $\eta_M$  – КПД модельной турбины;

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

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

$D_1$  – диаметр натурной турбины;

$H_p$  – расчетный напор натурной гидротурбины;

$v_H, v_{\text{мод}}$  – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины, которые зависят от температуры воды для натуральных и модельных условий;

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

Количество агрегатов определяем по формуле (3.3):

$$Z'_{\text{агр}} = \frac{N_{\text{уст}}}{N_{\text{агр}}}, \quad (3.3)$$

где  $N_{\text{уст}}$  – установленная мощность ГЭС ( $N_{\text{уст}} = 215000$  кВт)

$N_{\text{агр}}$  – мощность агрегата.

Поправка КПД определяем по формуле (3.4):

$$\Delta_1 = \frac{\eta_H}{\eta_M}, \quad (3.4)$$

Частота вращения турбины (с последующим округлением до стандартного значения) определяем по формуле (3.5):

$$n' = \frac{n'_{I_p} \sqrt{\Delta_1 \cdot H_p}}{D_1}, \quad (3.5)$$

где  $n'_{I_p}$  – приведенная частота вращения модельной гидротурбины в расчетной точке.

Приведенные максимальная, расчетная и минимальная частоты вращения определяем по формулам (3.6), (3.7), (3.8):

$$n'_{I \max} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta' \cdot H_{\min})^{0.5}}, \quad (3.6)$$

$$n'_{I \text{ расч}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta' \cdot H_p)^{0.5}}, \quad (3.7)$$

$$n'_{I \min} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta' \cdot H_{\max})^{0.5}}. \quad (3.8)$$



Произведение приведённого расхода в расчетной точке на КПД определяем по формуле (3.9):

$$Q'_{I p} \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{Гср}} \quad (3.9)$$

Левая часть уравнения определяется подбором такой точки на линии  $n'_{I p}$ , чтобы произведение  $Q'_{I p} \cdot \eta_T$  в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства.

Произведение для ограничения по генератору определяем по формулам (3.10)-(3.12):

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{\max}^{1,5} \cdot \eta_{Гср}} \quad (3.10)$$

Приведенные расходы:

$$Q'_{I \max} = \frac{Q_{\min}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\min} \cdot \Delta'}} \quad (3.11)$$

$$Q'_{I \min} = \frac{Q_{\min}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\max} \cdot \Delta'}} \quad (3.12)$$

Расчеты ПЛ40-б целесообразных диаметров представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Расчет параметров оборудования при разных диаметрах для турбины ПЛ40-б

<b>D1</b>	4,5	4,75	5	5,3	6	6,3	6,7	7,1	7,5	8
<b>η турб</b>	0,939	0,939	0,939	0,940	0,940	0,941	0,941	0,941	0,942	0,942
<b>N'агр МВт</b>	50,78	56,60	62,73	70,51	90,44	99,74	112,85	126,78	141,51	161,07
<b>Z'a шт</b>	4,25	3,82	3,44	3,06	2,39	2,17	1,91	1,70	1,53	1,34
<b>Z a шт</b>	5	4	4	4	3	3	2	2	2	2
<b>N агр МВт</b>	43,2	54,0	54,0	54,0	72,0	72,0	108,0	108,0	108,0	108,0
<b>m</b>	1,067	1,067	1,067	1,068	1,069	1,069	1,069	1,070	1,070	1,070
<b>nc'</b>	157,12	148,88	141,46	133,48	117,95	112,35	105,67	99,73	94,43	88,54
<b>n синхр</b>	157,8	150	150	136,4	120	115,4	107,1	100	93,8	88,2
<b>n'Нmin</b>	113,8	114,2	120,2	110,7	115,3	116,4	114,9	113,6	112,6	112,9
<b>n' Нр</b>	125,5	125,9	132,5	122,1	127,2	128,4	126,7	125,3	124,2	124,5
<b>n'Нmax</b>	136,2	136,6	143,8	132,5	137,9	139,3	137,4	135,9	134,7	135,1

Расчеты ПЛ40-а целесообразных диаметров представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Расчет параметров оборудования при разных диаметрах для турбины ПЛ40-а

<b>D1</b>	4,5	4,75	5	<b>5,3</b>	6	6,3	6,7	7,1	7,5	8
<b>η турб</b>	0,950	0,951	0,951	0,951	0,952	0,952	0,952	0,952	0,953	0,953
<b>N'agr МВт</b>	49,15	54,78	60,71	68,23	87,50	96,49	109,16	122,61	136,85	155,75
<b>Z'a шт</b>	4,39	3,94	3,56	3,17	2,47	2,24	1,98	1,76	1,58	1,39
<b>Z a шт</b>	5	4	4	4	3	3	2	2	2	2
<b>N agr МВт</b>	43,2	54,0	54,0	54,0	72,0	72,0	108,0	108,0	108,0	108,0
<b>m</b>	1,080	1,080	1,081	1,081	1,081	1,082	1,082	1,082	1,082	1,083
<b>nc'</b>	155,58	147,41	140,06	132,15	116,76	111,22	104,59	98,71	93,46	87,63
<b>n синхр</b>	157,8	150	150	136,4	120	115,4	107,1	100	93,8	88,2
<b>n' Нmin</b>	113,1	113,5	119,4	115,1	114,6	115,7	114,2	113,0	111,9	112,2
<b>n' Нр</b>	124,8	125,2	131,7	127,0	126,4	127,6	126,0	124,6	123,5	123,8
<b>n' Нmax</b>	135,3	135,8	142,9	137,7	137,1	138,4	136,6	135,2	133,9	134,3

К дальнейшему рассмотрению принимаются гидротурбины типа ПЛ40-б-450, ПЛ40-а-450, ПЛ40-а-530.

Необходимые точки расходов и КПД для построения рабочего поля на главной универсальной характеристике выбранных для рассмотрения гидротурбин внесены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Результаты расчетов расчетных и максимальных точек на ГУХ

Наименование	$Q'_1 \cdot \eta_{\text{ит}}$	$Q'_1, \text{ м}^3/\text{с}$	$\eta_{\text{ит}}$	$Q'_{1\text{max}} \cdot \eta_{\text{ит}}$	$Q'_{1\text{max}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$\eta_{\text{ит}}$
ПЛ40-б-450	1,357	1,5	0,905	1,011	1,23	0,903
ПЛ40-а-450	1,357	1,515	0,896	1,011	1,23	0,903
ПЛ40-а-530	1,223	1,358	0,901	0,911	1,013	0,9

### 3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины

Чтобы определить отметку рабочего колеса по формуле (3.13), нужно учесть её бескавитационную работу:

$$\nabla z_{\text{рк}} = \nabla z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}) + H_s, \quad (3.13)$$

где  $\nabla z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$  – отметка уровня воды в нижнем бьефе в зависимости от расхода в нижнем бьефе;

$H_s$  – высота отсасывания для поворотно-лопастных гидротурбин

определяем по формуле (3.14):

$$H_s = 10,3 - \frac{v_{\text{НБ}}}{900} - k_{\sigma} \cdot \sigma \cdot H - 1,5 + Z_{\text{Х.ПЛ}}, \quad (3.14)$$

где 10,3 – барометрическое давление;

1,5 – конструктивный запас;

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

$Z_{\text{Х.ПЛ}}$  – разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбины, для ПЛ-турбин  $\Delta Z_{\text{Х.ПЛ}} = 0$ ;

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

$k_{\sigma}$  – коэффициент запаса.

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

- работа минимального числа гидроагрегатов при максимальном напоре  $H_{\text{max}}$  и расчётной мощности;
- работа минимального числа гидроагрегатов при расчетном напоре  $H_p$  и расчётной мощности;
- работа минимального числа гидроагрегатов при минимальном напоре  $H_{\text{min}}$  и соответствующей ему мощности на линии ограничения.

Приведем пример расчета высоты отсасывания для турбины ПЛ40-а-530:

При  $H_{\text{max}}$ :

$$H_s = 10,33 - \frac{73,18}{900} - 1,1 \cdot 0,23 \cdot 36,5 - 1,5 = -0,82 \text{ м.}$$

При  $H_p$ :

$$H_s = 10,33 - \frac{73,07}{900} - 1,1 \cdot 0,35 \cdot 30 - 1,5 = -3,13 \text{ м.}$$

При  $H_{\text{min}}$ :

$$H_s = 10,33 - \frac{72,98}{900} - 1,1 \cdot 0,40 \cdot 25,5 - 1,5 = -2,94 \text{ м.}$$

Рассчитывали отметку установки рабочего колеса при каждой из вычисленных высот отсасывания по формулам (3.15), (3.16), (3.17).

$$Z_{\text{ПК}}(H_{\text{min}}) = Z_{\text{нб}}(Q(H_{\text{min}})) + H_s(H_{\text{min}}), \quad (3.15)$$

$$Z_{PK}(H_{расч}) = Z_{нб} (Q (H_{расч})) + H_s(H_{расч}), \quad (3.16)$$

$$Z_{PK}(H_{max}) = Z_{нб} (Q (H_{max})) + H_s(H_{max}) . \quad (3.17)$$

Для турбины ПЛ40-а-530:

$$Z_{PK}(H_{min}) = 72,98 + (-2,94) = 70,03 \text{ м},$$

$$Z_{PK}(H_{расч}) = 73,07 + (-3,13) = 69,94 \text{ м},$$

$$Z_{PK}(H_{max}) = 73,18 + (-0,82) = 72,36 \text{ м}.$$

Из полученных значений была выбрана минимальная отметка установки рабочего колеса  $Z_{PK} = 69,94$  м.

Таблица 3.5 – Сравнительная таблица

Турбина	$D_1$ , м	$z_a$	$n_{c1}$ , об/мин	$N_{agr}$ , кВт	$H_{Smin}$ , м	$H_{Sp}$ , м	$H_{Smax}$ , м	$z_{PK}^{min}$ , м
ПЛ40-б-450	4,5	5	157,8	43200	-5,61	8,74	-6,44	64,21
ПЛ40-а-450	4,5	5	157,8	43200	-4,76	7,42	-4,42	65,44
ПЛ40-а-530	5,3	4	136,4	54000	-2,94	3,13	0,82	69,94

### 3.3 Выбор типа серийного генератора

Основные критерии, по которым производится выбор генератора, – это его синхронная частота вращения, которая должна совпадать с синхронной частотой вращения турбины и активная мощность генератора, которая должна совпадать с мощностью турбины или находится в пределах  $\pm 10\%$ . На полученные значения активной мощности и синхронной частоты вращения найден генератор: СВ-845/140-44Т.

Таблица 3.6 – Основные характеристики генератора СВ-845/140-44Т

$S_{ном}$ , МВА	$P_{ном}$ , МВт	$n_{син}$ , об/мин	$\cos \phi$	$\eta$	Система возбуждения	Масса ротора, т	Диаметр активной стали, мм	Высота активной стали	Исполнение
56	50,4	136,4	0,9	97,8	электромашина	282	9800	12855	зонтичное

Активная мощность генератора равна 50,4 МВт, следовательно, установлена мощность станции будет равна 201,6 МВт.

На основе проведенных расчетов к дальнейшему рассмотрению принимается гидротурбина ПЛ40 – а – 530, так как:

- Высота отсасывания обеспечивает допустимое и минимальное заглубление рабочего колеса (расположение высоты отсасывания не превышает восьми метров);
- На данную турбину подобран серийный генератор, подходящий мощности;
- Количество гидроагрегатов оптимально;
- Турбина имеет наибольшее к.п.д. в рабочей точке;
- Расположение рабочей зоны находится в зоне максимальных к.п.д.

### 3.4 Расчет вала и подшипников

Вал является связующим звеном между гидротурбиной и гидрогенератором. Он воспринимается крутящие и сжимающие нагрузки. Расчет вала ведется по крутящим нагрузкам.

Крутящий момент на валу определяем по формуле (3.18):

$$M_{кр} = 0,00974 \cdot \frac{N}{n_{синх}} = 0,00974 \cdot \frac{54000}{136,4} = 3,85 \text{ кН} \cdot \text{м}. \quad (3.18)$$

Отсюда наружный диаметр вала определяем по формуле (3.19):

$$D_B^* \geq \left( 5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33} = \left( 5,1 \cdot \frac{3,85}{30} \right)^{0,33} = 0,87 \text{ м}. \quad (3.19)$$

где  $[\tau_{доп}] = 30$  – это допустимое скручивающее усилие на валу.

Наружный диаметр вала принимаем  $D_B = 0,85$  м.

Направляющий подшипник турбины выбирается по критерию работоспособности. Для этого необходимо узнать радиальную силу на рабочем колесе:

$$R_{рад} = \frac{0,8 \cdot N}{n_{синх} \cdot D_1} = \frac{0,8 \cdot 54\,000}{136,4 \cdot 4,75} = 59,76 \text{ кН}.$$

Рассмотрим кольцевой подшипник. Диаметр вала под подшипник принимается  $d_{п} = 0,87$  м; высота подшипника  $h_{п} = 0,4$  м.

Удельное давление и допустимое удельное давления для кольцевого подшипника определяем по формулам (3.20), (3.21), (3.22), (3.23):

$$p_{уд} = \frac{R_{рад}}{d_{п} \cdot h_{п}} = \frac{59,76}{0,87 \cdot 0,4} = 171,72 \text{ кПа}, \quad (3.20)$$

$$[p_{уд}] = 29 \cdot U, \quad (3.21)$$

$$U = \left( \frac{\pi \cdot n_c \cdot d_{п}}{30} \right) = \left( \frac{3,14 \cdot 136,4 \cdot 0,87}{30} \right) = 12,42 \text{ м/с}, \quad (3.22)$$

$$[p_{уд}] = 29 \cdot \left( \frac{3,14 \cdot 150 \cdot 0,700}{30} \right) = 360,2 \text{ кПа}. \quad (3.23)$$

Так как условие  $p_{уд} < [p_{уд}]$  выполняется, и подшипник подходит.

Рассмотрим сегментный подшипник. Для данного подшипника при диаметре вала  $D_B = 0,85$  м, принимается число сегментов  $Z_{сегм} = 8$ .

Усилие на наиболее загруженный сегмент определяем по формуле (3.24):

$$R_1 = \frac{R_{рад}}{(1+2\cos\alpha+2\cos(2\alpha))} = \frac{59,76}{(1+2 \cdot 0,707+0)} = 24,75 \text{ кПа}, \quad (3.24)$$

где  $\alpha$  – центральный угол расположения сегментов, определяем по формуле (3.25):

$$\alpha = \frac{360^\circ}{Z_{сегм}} = \frac{360^\circ}{8} = 45^\circ. \quad (3.25)$$

Длина сегмента в окружном направлении определяем по формуле (3.26):

$$l_{сегм} = \frac{0,9 \cdot \pi \cdot d_{п}}{Z_{сегм}} = \frac{0,9 \cdot 3,14 \cdot 0,87}{8} = 0,31 \text{ м}. \quad (3.26)$$

Удельное давление и допустимое удельное давление на сегмент соответственно определяем по формулам (3.27), (3.28):

$$p_{уд} = \frac{R_1}{l_{сегм} \cdot h_{п}} = \frac{24,75}{0,31 \cdot 0,4} = 201,37 \text{ кПа}, \quad (3.27)$$

$$[p_{уд}] = 50 \cdot U = 50 \cdot 12,42 = 621,03 \text{ кПа}. \quad (3.28)$$

Так как условие  $p_{уд} < [p_{уд}]$  выполняется, и подшипник подходит.

Так как оба условия выполняются, окончательно принимается сегментный подшипник.

### 3.5 Гидромеханический расчет бетонной спиральной камеры, и определение ее геометрических размеров проточной части

По чертежу проточной части приложение Г, рисунок Г.1 модельной гидротурбины определяются основные геометрические размеры гидротурбины и заносят в таблицу 3.7.

1. Угол обхвата для спиральной камеры  $\varphi_{\text{сп}} = 225^\circ$ .

2. Наружный радиус входного сечения также из ГУХ определяем по формуле (3.29):

$$R_{\text{вх}} = 1,578 \cdot D = 1,578 \cdot 5,3 = 8,36 \text{ м.} \quad (3.29)$$

3. Диаметр расположения входных кромок статора определяем по формуле (3.30):

$$D_{\text{нар}} = 8,21 \text{ м,}$$
$$r_a = \frac{D_{\text{нар}}}{2} = \frac{8,21}{2} = 4,11 \text{ м.} \quad (3.30)$$

4. Диаметр расположения выходных кромок статора определяем по формуле (3.31):

$$D_{\text{вн}} = 7,17 \text{ м,}$$
$$r_b = \frac{D_{\text{вн}}}{2} = \frac{7,17}{2} = 3,59 \text{ м.} \quad (3.31)$$

5. Высота статора определяем по формуле (3.32):

$$B_{\text{ст}} = b_0 + 0,0033 \cdot D_1 = 2,12 + 0,0033 \cdot 5,3 = 2,14 \text{ м.} \quad (3.32)$$

6. Высота направляющего аппарата определяем по формуле (3.33):

$$b_0 = 0,375 \cdot 5,3 = 1,98 \text{ м.} \quad (3.33)$$

7. Полный расход через турбину определяем по формуле (3.34):

$$Q_0 = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{\text{опт}}} = \frac{54\,000}{9,81 \cdot 30 \cdot 0,904} = 203 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (3.34)$$

8. Расход через входное сечение спирального канала камеры определяем по формуле (3.35):

$$Q_i = \frac{Q_0 \cdot \varphi}{360} = \frac{203 \cdot 210}{360} = 127 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (3.35)$$

9. Площадь входного поперечного сечения определяем по формуле (3.36):

$$F_{\text{вх}} = \frac{Q_{\text{вх}}}{v_{\text{вх}}} = \frac{127}{5,4} = 23,52 \text{ м}^2. \quad (3.36)$$

10. Высота входного сечения определяется из уравнения и определяем по формуле (3.37):

$$F_{\text{вх}} = b_0(r_a - r_b) + (r_{\text{вх}} - r_a) \cdot b_{\text{вх}} - \frac{(b_{\text{вх}} - b_0)^2}{2} \tan 15^\circ, \quad (3.37)$$

откуда найдены  $b_{\text{вх}1} = 4,91 \text{ м}$  и  $b_{\text{вх}2} = 30,07 \text{ м}$ .

Принимаем  $b_{\text{вх}} = 4,91 \text{ м}$ ,  
 Определяем  $a_{\text{вх}}$  по формуле (3.38)

$$a_{\text{вх}} = r_{\text{вх}} - r_a = 8,36 - 4,91 = 4,3 \text{ м}. \quad (3.38)$$

Таблица 3.7 – Расчет значений для круглого сечения спиральной камеры

Величина	Сечения											
	вх	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	вых
$r_i$	8,36	7,92	7,49	7,06	6,63	6,19	5,75	5,32	4,88	4,45	4,05	3,58
$b_i$	4,76	4,47	4,19	3,91	3,62	3,34	3,06	2,78	2,49	2,21	1,95	1,64
$r_k$	4,84	4,77	4,69	4,62	4,54	4,46	4,39	4,31	4,24	4,16	4,09	4,01
$r_k/r_a$	1,18	1,16	1,14	1,12	1,10	1,08	1,07	1,05	1,03	1,01	0,99	0,97
$\ln(r_k/r_a)$	0,16	0,15	0,13	0,11	0,10	0,08	0,06	0,05	0,03	0,01	-0,00	-0,02
$r_i/r_a$	2,03	1,93	1,82	1,72	1,61	1,50	1,40	1,29	1,19	1,08	0,98	0,87
$\ln(r_i/r_a)$	0,71	0,65	0,60	0,54	0,47	0,41	0,33	0,26	0,17	0,08	-0,01	-0,13
$b \cdot \ln(r_i/r_a)$	3,38	2,94	2,52	2,12	1,73	1,37	1,03	0,72	0,43	0,18	-0,02	-0,22
$r_k \cdot \text{ctg}(\gamma)$	18,09	17,81	17,52	17,24	16,96	16,67	16,39	16,11	15,83	15,55	15,28	14,9
$r_k \cdot \text{ctg}(\gamma) \cdot \ln(r_k/r_a)$	3,00	2,68	2,36	2,04	1,73	1,42	1,11	0,81	0,52	0,23	-0,03	-0,33
$m_i$	2,77	2,49	2,20	1,92	1,64	1,36	1,07	0,79	0,51	0,22	-0,03	-0,33
$J_i$	3,42	3,02	2,64	2,27	1,92	1,58	1,27	0,97	0,69	0,45	0,24	0,04
$\phi_i$	225	199	174	150	126	104	83	64	46	29	16	3
$a_i$	4,25	3,82	3,39	2,95	2,52	2,08	1,65	1,22	0,78	0,35	-0,05	-0,52
$b \cdot \ln(r_i/r_a)$	3,38	2,94	2,52	2,12	1,73	1,37	1,03	0,72	0,43	0,18	-0,02	-0,22

По расчётным промежуточным сечениям спирали в таблице 3.8 построен график  $\varphi_{\text{сп}} = f(r_i)$ . График представлен на рисунке 3.1.

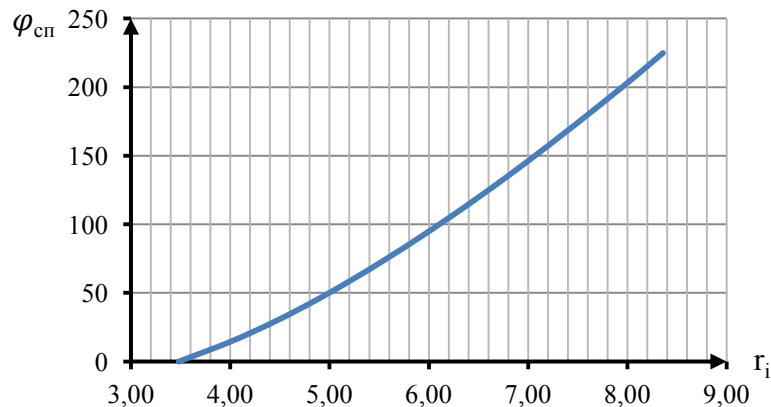


Рисунок 3.1 – Построение зависимости  $\varphi_{\text{сп}} = f(r_i)$



Таблица 3.8 – Данные для построения спиральной камеры

$\phi$	0	15	30	45	60	75	90	105	120	135	150	165	180	195	210
$r$	3,48	4,02	4,47	4,87	5,23	5,57	5,90	6,20	6,50	6,79	7,07	7,34	7,60	7,86	8,11

11. Определение ширины подвода из ГУХ по формуле (3.39):

$$B' = 2,63 \cdot D_1 = 2,63 \cdot 5,3 = 13,94 \text{ м.} \quad (3.39)$$

Ширина подвода  $B' > 7$  м, необходимо установить промежуточный бычок.

12. Толщина промежуточного бычка определяем по формуле (3.40):

$$b \geq 1 + \frac{Q_{\max}}{400} = 1 + \frac{203}{400} = 1,5 \text{ м.} \quad (3.40)$$

13. Определим ширину подвода с учетом ширины бычка по формуле (3.41):

$$B = B' + b = 13,94 + 1,5 = 15,44 \text{ м.} \quad (3.41)$$

### 3.6 Выбор маслonaпорной установки

Маслонапорная установка необходима для создания давления масла в системе регулирования, которая осуществляет поворот лопаток направляющего аппарата.

Для турбины ПЛ40-а-530 по номограмме [17, рисунок 10.9, с 144] определили следующий тип МНУ: МНУ 8/1 – 40 – 8 – 2.

МНУ с гидроаккумулятором вместимость  $8 \text{ м}^3$ , состоящим из одного сосуда на давление 4,0 МПа ( $40 \text{ кгс/см}^2$ ), имеющим сливной бак МА 8 – 2, вместимостью  $8 \text{ м}^3$  с двумя насосами.

### 3.7 Выбор электрогидравлического регулятора

Так как турбина поворотно-лопостная, то выбираем ЭГРК для гидроагрегата с двумя регулирующими органами. Диаметр главного золотника 100 мм. Согласно справочным данным [17], выбираем электрогидравлический регулятор типа ЭГРК-100-4, где: 4 – гидромеханическая колонка 4-го исполнения.

## 4 Электрическая часть

### 4.1 Выбор главной схемы электрических соединений

С целью снижения капиталовложений, кроме одиночных блоков на рисунке 4.1 на станции могут быть применены укрупнённые на рисунке 4.2.

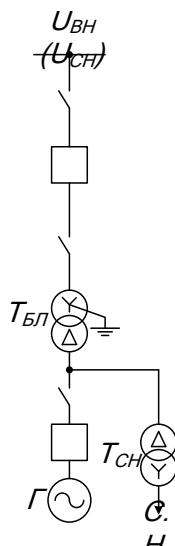


Рисунок 4.1 – Структурная схема одиночного блока

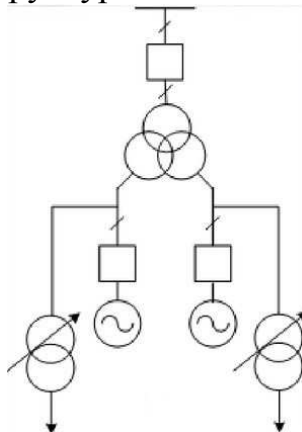


Рисунок 4.2 – Структурная схема укрупненного блока

При анализе вариантов с различным исполнением блоков далее укрупнённый блок не рассматривается, принимается схема с одиночными блоками.

Структурная схема Слудинской ГЭС представлена на рисунке 4.3.

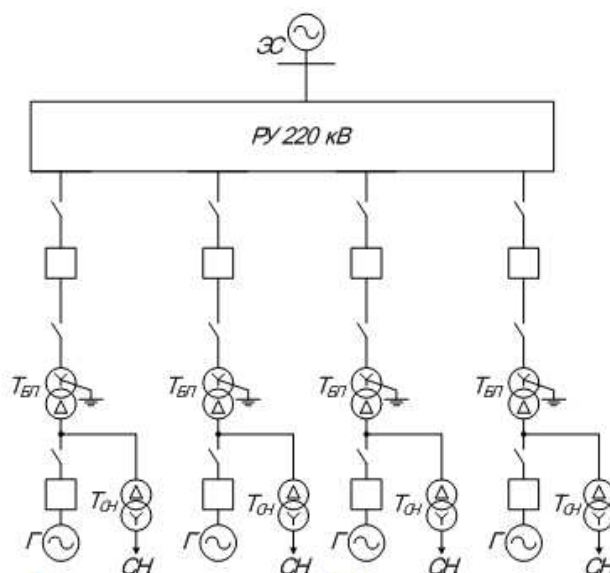


Рисунок 4.3 – Структурная схема Слудинской ГЭС

## 4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

### 4.2.1 Выбор синхронного генератора

Данные по генераторам и системе представлены в таблице 4.1:

Таблица 4.1 – Исходные данные

Генерация			Система		
Число и мощность агрегатов шт, МВт	$U_{ном}$ кВ	$\cos\varphi$ о.е.	$U_{ном}$ кВ	$S_{кз}$ МВА	Протяженность линии км
4; 54	10,5	0,9	220	150	55

По исходным данным выбран синхронный генератор СВ-845/140-44Т производства ОАО «Силовые машины». Паспортные данные генератора представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Паспортные данные генератора СВ-845/140-44Т

Номинальная мощность		$U_{ном}$ , кВ	$\cos\varphi$ о.е.	$\eta$	Индуктивные сопротивления		
$S_{ном}$ , МВА	$P_{ном}$ , МВт				$x''_d$ , %	$x'_d$ , %	$x_d$ , %
56	50,4	11	0,9	97,8	0,18	0,26	0,77

### 4.3.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком

В схеме с простыми блоками обычно к генератору подключается один трансформатор. Исходя из этого расчётная мощность трансформатора определяется по формуле (4.1):

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi} = \frac{50,4 - 50,4 \cdot 0,01}{0,9} = 55,44 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.1)$$

где  $\cos \varphi$  – коэффициент мощности генератора.

По каталогу Тольяттинского трансформаторного завода по напряжению генератора из выражения и напряжения распределительного устройства выбираем трансформатор ТДЦ-80000/220- УХЛ1. Трансформатор стационарный силовой масляный трёхфазный двухобмоточный с регулированием напряжения без возбуждения (ПБВ) на стороне ВН в диапазоне  $\pm 2 \times 2,5 \%$  предназначен для работы в блоках электростанций. Основные параметры трансформатора указаны в таблице 4.3:

Таблица 4.3 – Паспортные данные трансформатора ТДЦ-80000/220-У1

S <sub>ном</sub> , МВА	U, кВ		U <sub>кз</sub> , %	I <sub>хх</sub> , %	ΔP <sub>х</sub> , кВт	ΔP <sub>к</sub> , кВт
	U <sub>ВН</sub> , кВ	U <sub>НН</sub> , кВ				
80	242	10,5	11,0	0,3	60	280

Трансформатор имеет масляное охлаждение с дутьем и принудительной циркуляцией воздуха и масла (вид охлаждения ДЦ). Для охлаждения используются четыре охлаждающих устройства с маслоохладителями.

Потери электрической энергии оцениваются методом времени максимальных потерь, используя значения максимальных нагрузок  $T_{\text{max}}$  и время максимальных потерь  $\tau$  определяем по формуле (4.2).

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

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

Время работы блока в течение года определяем по формуле (4.3):

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

где  $\mu$  – частота ремонтов, 1 раз в год;

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

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

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

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

Потери холостого хода в трансформаторе определяем по формуле (4.4):

$$\Delta W_{\text{ХХ}} = n_{\text{T}} \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot t_{\text{раб}}, \quad (4.4)$$

где  $n_T$  – число трансформаторов в блоке,  $n_T = 1$ ;  
 $\Delta P_{XX}$  – потери холостого хода трансформатора, МВт;  
 $t_{\text{раб}}$  – время работы блока в течение года, ч.

$$\Delta W_{XX} = 1 \cdot 0,06 \cdot 8729 = 523,74 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе определяются по формуле (4.5):

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

где  $\Delta P_{K3}$  – потери короткого замыкания трансформатора, МВт;  
 $n_T$  – число параллельно работающих трансформаторов;  
 $S_{\text{расч}}$  – мощность за вычетом мощности нагрузки собственных нужд, МВА;  
 $S_{T \text{ ном}}$  – номинальная мощность трансформатора, МВА;  
 $\tau$  – время максимальных потерь, ч/год.

$$\Delta W_H = \frac{0,280}{1} \cdot \left( \frac{55,44}{80} \right)^2 \cdot 2405 = 323,39 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Величина издержек на потери электрической энергии определяются по формуле (4.6):

$$I_{\text{пот}} = \gamma_1 \cdot \Delta W_{XX} + \gamma_2 \cdot \Delta W_H, \quad (4.6)$$

где  $\Delta W_{XX}$  – потери холостого хода, МВт · ч;  
 $\Delta W_H$  – нагрузочные потери в трансформаторе, МВт · ч;  
 $\gamma_1$  – поправочный коэффициент, согласно ЕЭС России, равный  $1,2 \cdot 10^{-2}$  тыс. руб./ (МВт · ч);  
 $\gamma_2 = 1,65 \cdot 10^{-2}$  тыс. руб./ (МВт · час).

Таким образом на 1 агрегатный блок:

$$I_{\text{П одиноч}} = 1,2 \cdot 10^{-2} \cdot 523,74 + 1,65 \cdot 10^{-2} \cdot 323,39 = \\ = 11,62 \text{ тыс. руб./год}.$$

Издержки для всей станции (для 4 блоков):

$$I_{\text{П}} = 4 \cdot I_{\text{П одиноч}} = 4 \cdot 11,62 = 46,48 \text{ тыс. руб./год}.$$

### 4.3.3 Выбор повышающих трансформаторов для схем с укрупнённым блоком

Определим их число, тип и номинальную мощность по формуле (4.7).

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{P_{\text{НОМ}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi} = \frac{50,4 - 50,4 \cdot 0,01}{0,9} = 110,88 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.7)$$

По каталогу [8] ТРДЦН-160000/220-У1, УХЛ1, с системой охлаждения вида «ДЦ», предназначены для преобразования и передачи электрического переменного тока, СТО 15352615-024-2012 указаны в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Паспортные данные трансформатора ТРДЦН-160000/220-У1

S <sub>НОМ</sub> , МВА	U, кВ		U <sub>кз</sub> , %	I <sub>хх</sub> , %	ΔP <sub>х</sub> , кВт	ΔP <sub>к</sub> , кВт
	U <sub>ВН</sub> , кВ	U <sub>НН</sub> , кВ				
160	230	11	10,5	0,55	155	500

Время работы блока в течение года определяется по формуле (4.8):

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}}, \quad (4.8)$$

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,05 \cdot 60 = 8727 \text{ ч.}$$

Потери холостого хода в трансформаторе определяются по формуле (4.9):

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{т}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}}, \quad (4.9)$$

$$\Delta W_{\text{хх}} = 2 \cdot 0,155 \cdot 8727 = 2705,37 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{т}}} \cdot \left( \frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (4.10)$$

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{0,500}{2} \cdot \left( \frac{110,88}{160} \right)^2 \cdot 2405 = 2941,52 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$И = 1,2 \cdot 10^{-2} \cdot 2705,37 + 1,65 \cdot 10^{-2} \cdot 2941,52 = 81 \text{ тыс. руб./год.}$$

По поскольку разница в издержках в два раза, то отдаем предпочтение одиночному блоку поскольку его надежность является одним из важнейших факторов выбора оборудования при проектировании станции высокой надежности.

#### 4.4 Распределительное устройство

#### 4.4.1 Выбор трансформаторов собственных нужд

В соответствии с Технической политикой «РусГидро», «...в сети до 35 кВ включительно, как правило, должны применяться сухие трансформаторы».

Расчётная мощность собственных нужд по формуле (4.11):

$$S_{\text{расч}} = \frac{\alpha_{\text{с.н.}} \cdot N_{\text{уст}}}{\cos \varphi} = \frac{0,01 \cdot 201,6}{0,9} = 2,24 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \quad (4.11)$$

Выбираем трансформаторы по каталогу [8] собственных нужд в количестве 3 штук. Это позволит при одном работающем ГА обеспечить собственные нужды всей станции (снижено потребление агрегатных нужд, общестанционные редко потребляют максимальную мощность, т.к. часть нагрузки является кратковременной).

По каталогу [9] выбирается трансформатор ТСЗ–1000/10/6. Каталожные данные приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Каталожные данные трансформатора ТСЗ-1000/10/6

S <sub>ном</sub> , кВА	U <sub>н</sub> , кВ		U <sub>кз</sub> , %
	U <sub>вн</sub>	U <sub>нн</sub>	
1000	10	0,4	8

Выбранные трансформаторы сухие, имеет литую изоляцию. Сухие трансформаторы имеют более низкий уровень шума, пожаробезопасны и имеют крайне малые эксплуатационные затраты в сравнении с масляными. Так же их обмотки не имеют открытых частей, что делает их защищенными от пыли, влаги и плесени.

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

По условиям короны назначаем провод АС 240/32 с длительно допустимым током:

$$I_{\text{доп}} = 0,605 \text{ кА.}$$

Суммарная мощность, выдаваемая в систему:

$$S_{\Sigma} = \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi} = \frac{201,6 - 2,24}{0,9} = 221,51 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

где  $P_{\text{с.н.}}$  – мощность собственных нужд одного агрегата.

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 220 кВ по стандарту:

$$P_{\text{нат}} = 135 \text{ МВт.}$$

Мощность определяется по формуле (4.12)

$$S_{\text{доп}} = \frac{P_{\text{доп}}}{\cos\varphi} = \frac{135}{0,9} = 150 \text{ МВ} \cdot \text{А.} \quad (4.12)$$

Коэффициент мощности системы:

$$\cos\varphi_c = 0,9.$$

Коэффициент приведения натуральной мощности ЛЭП (220кВ):

$$K = 1,2.$$

Число линий 220 кВ определяем по формуле (4.13):

$$n = \frac{S_{\Sigma}}{K \cdot S_{\text{доп}}} = \frac{221,51}{1,2 \cdot 150} = 1,23 \approx 2. \quad (4.13)$$

Принимаем число ВЛ 220 кВ по формуле (4.14):

$$n_{\text{ВЛ}220} = n + 1 = 3. \quad (4.14)$$

Рабочий ток воздушной линии определяется по формуле (4.15):

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{ВЛ}220} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ру}}} = \frac{221,51}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 193 \text{ А,} \quad (4.15)$$

где  $U_{\text{ру}}$  – напряжение линии электропередачи.

Расчётный ток воздушной линии по формуле (4.16):

$$I_{\text{расч}} = \alpha_i \cdot \alpha_{\tau} \cdot I_{\text{ВЛ}220} = 1,05 \cdot 1 \cdot 193 = 203 \text{ А,} \quad (4.16)$$

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

$\alpha_{\tau} = 1$  – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации.

Далее рассчитываем сечение провода по методу экономической плотности. Для линии напряжением 220кВ  $j = 0,9 \text{ А/мм}^2$ . Тогда сечение провода определяем по формуле (4.17):

$$F = \frac{I_{\text{расч}}}{j}, \quad (4.17)$$



$$F = \frac{201}{0,9} = 223,33 \text{ мм}^2.$$

Ток для проверки сечения кабеля по нагреву определяется по формуле (4.18):

$$I_{п.ав} = 2 \cdot I_{расч} = 2 \cdot 0,20 = 0,40 \text{ кА.} \quad (4.18)$$

По значениям, полученным в формулах (4.17) и (4.18), предварительно выбираем провод АС 240/32 с длительнодопустимым током:

$$I_{доп} = 0,605 \text{ кА.}$$

Ток аварийного режима (отключение одной опоры) определяется по формуле (4.19):

$$I_{п.ав} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{ВЛ220} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{РУ}} = \frac{221,51}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,290 \text{ кА.} \quad (4.19)$$

Существует условие нагрева по формуле (4.20):

$$I_{дд} > I_{п.ав}, \quad (4.20)$$

$$650 \text{ А} > 290 \text{ А.}$$

Условие выполняется принимаем АС 240/32. Срок службы провода не менее 45 лет. Основные параметры провода марки АС 240/32 указаны в таблице (4.6).

Таблица 4.6 – Параметры провода марки АС–240/32 на 1 км

Число проводов в фазе	$r_0$ , Ом/км	$x_0$ , Ом/км	$b_0$ , См/км
1	0,121	0,435	$2,6 \cdot 10^{-6}$

В результате для выдачи мощности принято строительство трёх одноцепных ВЛ 220 кВ Слудинской ГЭС – ПС Урдома протяженностью 55 км.

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

Так как проектируемая станция имеет мощность 201,6 МВт, а также не критично низкие температуры в зимний период и достаточно места для расположения, целесообразно применить ОРУ 220 кВ.

Рассматриваемые схемы различаются количеством силовых

трансформаторов, трансформаторов собственных нужд и РУ ВН.  
Капиталовложения оцениваются по формуле (4.21):

$$K = n \cdot K_T + m \cdot K_{ТСН} + t \cdot K_{ОРУ}, \quad (4.21)$$

где  $K_T$  – стоимость силового трансформаторов (202,3 млн.руб.);  
 $K_{ТСН}$  – стоимость трансформатора собственных нужд (0,7 млн.руб.);  
 $K_{ОРУ}$  – стоимость ОРУ (189,4 млн.руб.);  
 $n$  – число силовых трансформаторов;  
 $m$  – число трансформатора собственных нужд;  
 $t$  – количество присоединений в соответствии с выбором РУ.

Капиталовложения для схемы с одиночными блоком по формуле:

$$K_{\text{одиноч}} = 4 \cdot 202,3 + 3 \cdot 0,7 + 7 \cdot 189,4 = 2,156 \text{ млрд. руб.}$$

Определяется разница полных приведенных затрат по формуле (4.22):

$$Z_i = E_n \cdot K_i + I_i, \quad (4.22)$$

где  $E_n = 0,15$  – коэффициент нормативной эффективности капиталовложений в энергетику по приказу Минстроя РФ, равный 15 %..

Полные приведенные затраты для схемы с одиночным блоком:

$$Z_1 = 0,15 \cdot 2,156 + 2,454 \cdot 10^{-6} \approx 0,323 \text{ млрд. руб.}$$

Для обеспечения высокой надёжности работы и простоты схемы выбираем одиночный блок.

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

Для распределительного устройства 220 кВ и 7 присоединений (четыре генераторных присоединения и три воздушных линии):

Две рабочие и обходная системы шин на рисунке 4.4 (от 5 до 15 присоединений). Схема применяется при отсутствии возможности отключения всех присоединений системы шин на время ревизии и ремонта этой системы шин.

##### **Достоинства схемы:**

- гибкость схемы, возможность отключения для ремонта любого элемента без отключения других присоединений;
- достаточно высокая надежность схемы.

##### **Недостатки схемы:**

- большое количество разъединителей, изоляторов, токоведущих

материалов;

- более сложная конструкция РУ по сравнению с предыдущей схемой;
- большие капитальные затраты;
- использование разъединителей в качестве оперативных аппаратов;
- большое количество операций с разъединителями и сложная блокировка между выключателями и разъединителями допускает возможность ошибочного отключения тока нагрузки разъединителями;
- вероятность аварий из-за ошибок обслуживающего персонала больше, чем в схемах с одной системой шин.

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

Основные преимущества ОРУ:

- ОРУ позволяют использовать сколь угодно большие электрические устройства, чем, собственно, и обусловлено их применение на высоких классах напряжений;
  - Изготовление ОРУ не требует дополнительных затрат на строительство помещений;
  - ОРУ удобнее ЗРУ в плане расширения и модернизации.
- Возможно визуальное наблюдение всех аппаратов ОРУ.

-

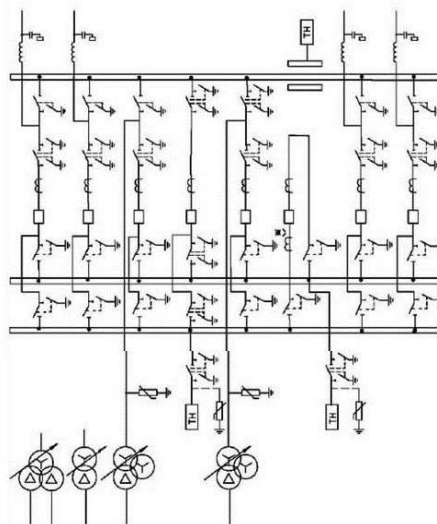


Рисунок 4.4 – Схема выдачи мощности Слудинской ГЭС

Окончательно принимаем схему распределительного устройства по производителю выбранного ОРУ – две системы сборных шин с обходной.

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

### 4.7.1 Расчёт исходных данных

Определим индуктивное сопротивление всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах указаны в таблице (4.7).

Таблица 4.7 – Данные системы

$U_{\text{ном}}$	$S_{\text{кз}}$	Протяженность линии
кВ	о.е	км
220	150	55

Параметры системы найдем по формулам (4.23),(4.24):

ЭДС системы:

$$E_c = 230 \text{ кВ},$$

$$x_c = \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{кз}}}, \quad (4.23)$$

$$x_c = \frac{230^2}{150} = 352,6 \text{ Ом},$$

$$r_c = \frac{x_c}{\omega \cdot T_a}, \quad (4.24)$$

где  $T_{a,c} = 0,035$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей, равная 0,035 с.

$$r_c = \frac{352,6}{314 \cdot 0,035} = 32,08 \text{ Ом}.$$

Параметры генераторов найдем по формулам (4.25)-(4.27) соответственно:

ЭДС генераторов:

$$E_{\Gamma} = E_{\Gamma}'' \cdot U_{\text{ном.Г}}, \quad (4.25)$$

где  $U_{\text{б}}$  – базисное напряжение генератора;

$E_{\Gamma}''$  – сверхпереходная ЭДС для генератора с демпферной обмоткой.

$$E_{\Gamma} = 1,13 \cdot 10,5 = 11,87 \text{ кВ},$$

$$x_{\Gamma} = x_{\text{д}}'' \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}}, \quad (4.26)$$

$$x_{\Gamma} = 0,18 \cdot \frac{10,5^2}{56} = 0,35 \text{ Ом},$$

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{\Gamma}}{\omega \cdot T_{a,\Gamma}}, \quad (4.27)$$

$$r_{\Gamma} = \frac{0,35}{314 \cdot 0,045} = 0,024 \text{ Ом},$$

где  $x_{\Gamma}''$  – сверхпереходное продольное сопротивление;  
 $U_{\text{НОМ}}$  – номинальное напряжение генератора;  
 $S_{\text{НОМ}}$  – полная номинальная мощность генератора;  
 $\omega$  – угловая частота, равная 314 рад/с;  
 $T_{a,\Gamma}$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей,  
равная 0,045 с.

Параметры блочных трансформаторов определим по формулам (4.28), (4.29).

Сопротивления силового трансформатора:

$$x_{\Gamma} = \frac{U_{\text{к,}\%}}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (4.28)$$

где  $U_{\text{к,}\%}$  – напряжение короткого замыкания трансформатора;  
 $U_{\text{Т,ВН}}$  – напряжение обмотки высшего напряжения трансформатора;

$$x_{\Gamma} = \frac{11}{100} \cdot \frac{242^2}{80} = 80,53 \text{ Ом}.$$

$$r_{\Gamma} = \Delta P_{\text{к}} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2}, \quad (4.29)$$

где  $S_{\text{Т}}$  – полная номинальная мощность трансформатора;  
 $\Delta P_{\text{к}}$  – потери короткого замыкания трансформатора.

$$r_{\Gamma} = 0,280 \cdot \frac{242^2}{80^2} = 2,56 \text{ Ом}.$$

Коэффициент трансформации определим по формуле (4.30):

$$k_{\Gamma} = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}}, \quad (4.30)$$

$$k_{\Gamma} = \frac{10,5}{242} = 0,043 \text{ о. е.}$$

Параметры линии определим по формулам (4.31) и (4.32):

$$x_L = x_{0,уд} \cdot l, \quad (4.31)$$

$$x_L = 0,435 \cdot 55 = 23,93 \text{ Ом.}$$

$$r_L = r_{0,уд} \cdot l, \quad (4.32)$$

$$r_L = 0,121 \cdot 55 = 6,66 \text{ Ом,}$$

где  $x_{0,уд}$  – удельное индуктивное сопротивление ВЛ;  
 $l$  – длина ВЛ;  
 $n$  – число параллельных линий.

#### 4.7.2 Расчёт токов короткого замыкания в ПК RastrWin

В ПК «RastrWin» создан файл динамики и в него занесены исходные данные. На рисунке 4.4 представлены исходные данные по узлам. На рисунке 4.5 представлены исходные данные по ветвям. На рисунке 4.6 представлены исходные данные по генераторам.

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном
1	<input type="checkbox"/>			y	1	Генератор 1		11
2	<input type="checkbox"/>			y	2	Генератор 2		11
3	<input type="checkbox"/>			y	3	Генератор 3		11
4	<input type="checkbox"/>			y	4	Генератор 4		11
5	<input type="checkbox"/>			y	5	Трансформатор 1		11
6	<input type="checkbox"/>			y	6	Трансформатор 2		11
7	<input type="checkbox"/>			y	7	Трансформатор 3		11
8	<input type="checkbox"/>			y	8	Трансформатор 4		11
9	<input type="checkbox"/>			y	9	ОРУ(220)		230
10	<input type="checkbox"/>			y	10	Сеть		230

Рисунок 4.4 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	тир0	N_нач	N_кон	N_л	Название	R	X	G	B	БД_...	N_энц	Кт/r
1	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	1	5		-								
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	5	9		-		2,56	80,53					0,043
3	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	2	6		-								
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	6	9		-		2,56	80,53					0,043
5	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	3	7		-								
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	7	9		-		2,56	80,53					0,043
7	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	4	8		-								
8	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	8	9		-		2,56	80,53					0,043
9	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	Выкл	9	10		-		32,08	352,60					
10	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	Выкл	9	10		-		32,08	352,60					

Рисунок 4.5– Исходные данные по ветвям

S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1		1	Генератор 1	1	0,030	0,350	0,030	0,350	0,030	0,350	11,860
2		2	Генератор 2	2	0,030	0,350	0,030	0,350	0,030	0,350	11,860
3		3	Генератор 3	3	0,030	0,350	0,030	0,350	0,030	0,350	11,860
4		4	Генератор 4	4	0,030	0,350	0,030	0,350	0,030	0,350	11,860
5		5	Сеть	10	32,080	352,600	32,080	352,600	32,080	352,080	230,000

Рисунок 4.6 – Исходные данные по генераторам

S	№	№ сост.	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1	1		3ф	1					19,5587	-85,11

Рисунок 4.7 – Результат расчёта трёхфазного КЗ на выводах генераторов

S	№	№ сост.	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1	1		3ф	9					8,1210	-88,06

Рисунок 4.8– Результат расчёта трёхфазного КЗ на ОРУ 220 кВ

S	№	№ сост.	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1	1		1ф	9					4,0517	-88,06

Рисунок 4.9– Результат расчёта однофазного КЗ на ОРУ 220 кВ

### 4.7.3 Результаты расчёта токов КЗ

Результаты расчетов токов КЗ представлены в таблице 4.8:

Таблица 4.8 – Результаты расчетов токов КЗ

Вид несимметрии	Тип ТКЗ	$I_{п.о.}$ , кА	$K_{уд}$	$i_y$
1ф	ОРУ 220 кВ	12,5	1,72	20,9
3ф	ОРУ 220 кВ	8,12	1,72	13,96
3ф	Вывода генераторов 10,5 кВ	19,5	1,94	37,8

$I_{ОРУ}^{(1)} = 12,5 \text{ кА} > I_{ОРУ}^{(3)} = 8,12 \text{ кА}$ , следовательно, величина тока однофазного КЗ на ОРУ 220 кВ является расчётной для проверки выключателей на отключающую способность.

### 4.8 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима

Значения рабочих токов присоединений необходимы для выбора аппаратов и проводников по рабочему режиму определим по формуле (4.33). Рабочий режим делится на нормальный и утяжелённый.

Под нормальным режимом установки понимают режим, предусмотренный планом эксплуатации. В нормальном режиме функционируют все элементы данной электроустановки без вынужденных

отключений и без перезагрузок.

Утяжелённым режимом называется режим при вынужденном отключении части присоединений вследствие их повреждения или в связи с профилактическим ремонтом. При этом рабочие токи других присоединений могут заметно увеличиться и значительно превышать рабочие токи нормального рабочего режима.

Для присоединений генераторов наибольший расчетный ток определяется при работе с номинальной мощностью и при сниженном на 5 % напряжении и находим по формуле (4.34):

$$I_{\text{г,раб max}} = 1,05 \cdot I_{\text{г,ном}} = 1,05 \cdot 3,42 = 3,59 \text{ кА}, \quad (4.33)$$

$$I_{\text{г,ном}} = \frac{P_{\text{г,ном}}}{\sqrt{3} \cdot \cos\varphi \cdot U_{\text{н,г}}}, \quad (4.34)$$

$$I_{\text{г,ном}} = \frac{56}{\sqrt{3} \cdot 0,9 \cdot 10,5} = 3,42 \text{ кА}.$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов определяется по формуле (4.35):

$$I_{\text{раб max (РУВН)}} = \frac{S_{\text{т,ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{т,ном}}} = \frac{56}{\sqrt{3} \cdot 242} = 0,13 \text{ кА}. \quad (4.35)$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 220 кВ определяется по формуле (4.36):

$$I_{\text{раб.max}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{221,51}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,193 \text{ кА}. \quad (4.36)$$

Расчетный ток утяжеленного режима определяется при отключении одной из линии связи по формуле (4.37):

$$I_{\text{ру.лэп}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{221,51}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,29 \text{ кА}. \quad (4.37)$$

## **4.9 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ**

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

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

Принимая во внимания требования выбираем вакуумный выключатель от производителя «АВВ», – VD4-10-40/400, определим по формулам (4.38)-



(4.44) паспортные данные которого расписаны в таблице 4.9:

Таблица 4.9 – Паспортные данные выключателя VD4-10-40/400

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Номинальный ток отключения, кА	Предельный сквозной ток, кА	Ток термической стойкости, кА/доп. время его действия, с	Номинальное содержание ап. состав., %
VD4-10-40/400	10	4000	40	40	40/1	30

При выборе выключателей и разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

1) По напряжению установки:

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{НОМ сист}}, \quad (4.38)$$

$$10,5 \text{ кВ} \geq 10,5 \text{ кВ.}$$

2) По длительному току:

$$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{раб max}}, \quad (4.39)$$

$$4000 \text{ А} \geq 3590 \text{ А.}$$

3) По симметричному току отключения:

$$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{пт}}, \quad (4.40)$$

$$40 \text{ кА} \geq 19,5 \text{ кА.}$$

4) По отключению периодической составляющей тока короткого замыкания:

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{откл.ном}} \geq i_{\text{а.т}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{\text{а}}}}, \quad (4.41)$$

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot 0,3 \cdot 40 = 16,97 \text{ кА} \geq i_{\text{а.т}} = \sqrt{2} \cdot 19,5 \cdot e^{-\frac{0,035}{0,045}} = 12,66 \text{ к.}$$

5) По отключению полного тока кз (только если не прошло условие 4):

$$\sqrt{2} \cdot I_{пт} + i_{а.т} \leq \sqrt{2} \cdot (1 + \beta_{ном}) \cdot I_{откл.ном} , \quad (4.42)$$

Так как условие 4 выполняется, то условие 5 не проверяем.

6) На электродинамическую стойкость:

$$I_{дин} = I_{скв} \geq I_{по}, \quad (4.43)$$

$$40 \text{ кА} \geq 19,5 \text{ кА}.$$

7) На термическую стойкость:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k = I_{по}^2 \cdot (t_{окл} + t_{рз}), \quad (4.44)$$

$$40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_k = 19,5^2 \cdot (0,07 + 0,01) = 30,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Все условия выполняются, значит, данный выключатель подходит.

Далее принимая во внимание несколько пунктов, выберем разъединитель РВР-10/4000У1, определим по формулам (4.45)-(4.48) паспортные данные приведены в таблице 4.10:

Таблица 4.10– Паспортные данные разъединителя - РВР-10/4000У1

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Номинальное рабочее напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Предельный сквозной ток, кА	Ток термической стойкости, кА/доп. время его действия, с
РВР-10/4000У1	10	12	4000	180	71/4

1) По напряжению установки:

$$U_{ном} \geq U_{уст}, \quad (4.45)$$

$$10,5 \text{ кВ} \geq 10,5 \text{ кВ}.$$

2) По длительному току:

$$I_{ном} \geq I_{норм}, \quad (4.46)$$

$$4000 \text{ А} \geq 3590 \text{ А}.$$

3) На электродинамическую стойкость:

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{по}}, \quad (4.47)$$

$$180 \text{ кА} \geq 19,5 \text{ кА}.$$

4) На термическую стойкость:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}} = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{окл}} + t_{\text{рз}}), \quad (4.48)$$

$$71^2 \cdot 4 = 20\,164 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_{\text{к}} = 19,5^2 \cdot (0,07 + 0,01) = 30,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Таким образом, все условия выполнены для выбранных выключателя - VD4-10-40/400 и разъединителя - РВР-10/4000У1.

#### 4.9.2 Выбор синхронизаторов и анализаторов

Таблица 4.11 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
Счётчик	СЭТ-4ТМ.03М	RS485	0,5	8
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8
Синхронизатор	АС-М3	RS485	0,5	10
				$\Sigma = 26 \text{ В} \cdot \text{А}$

Выбран, производимый российской компанией ООО «АСУ-ВЭИ», микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС-М3, приборы показаны в таблице 4.11.

#### 4.9.3 Выбор трансформатора тока

Трансформатор тока выберем ТШЛ-10-0,5-4000/5, паспортные данные которого приведены в таблице 4.12, так же трансформатор тока должен удовлетворять некоторым условиям, определим по формулам (4.49)-(4.53) соответственно.

Таблица 4.12 – Паспортные данные трансформатора тока - ТШЛ-10-0,5-4000/5

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Номинальное рабочее напряжение, кВ	Номинальный первичный ток, А	Номинальная нагрузка с классом точности 0,5, Ом	Ток электродинамической стойкости, кА	Ток термической стойкости, кА/доп. время его действия, с
ТШЛ-10-0,5-4000/	10	12	4000	1,2	100	70/3

1) По напряжению установки:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}, \quad (4.49)$$

$$10,5 \text{ кВ} \geq 10,5 \text{ кВ.}$$

2) По длительному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм}}, \quad (4.50)$$

$$4000 \text{ А} \geq 3590 \text{ А.}$$

3) На электродинамическую стойкость:

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{по}}, \quad (4.51)$$

$$100 \text{ кА} \geq 19,6 \text{ кА.}$$

4) На термическую стойкость:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}} = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{окл}} + t_{\text{рз}}), \quad (4.52)$$

$$70^2 \cdot 3 = 14\,700 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_{\text{к}} = 19,5^2 \cdot (0,07 + 0,01) = 30,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

5) По нагрузке:

$$Z_{\text{ном}} \geq Z. \quad (4.53)$$

Для выполнения этого условия необходимо определиться с нагрузкой, действующей на трансформатор тока, нагрузкой является счётчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М, нагрузка которого составляет 0,6 Ом.

Таким образом:

$$1,2 \text{ Ом} \geq 0,6 \text{ Ом.}$$

Таким образом, трансформатор тока - ТШЛ-10-0,5-4000/5 удовлетворяет всем условиям.

#### 4.9.4 Выбор трансформатора напряжения

Выбор трансформатора напряжения так же должен удовлетворять некоторым требованиям, определим по формулам (4.54) и (4.55), выберем трансформатор НТМИ-10-66УЗ, паспортные данные которого представлены в

таблице 4.13.

Таблица 4.13 – Паспортные данные трансформатора напряжения НТМИ-10-66УЗ

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Номинальная мощность, В·А при классе точности 0,5	Максимальная мощность, В·А
НТМИ-10-66УЗ	10	12	120	1000

1) По напряжению установки:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}, \quad (4.54)$$

$$10,5 \text{ кВ} \geq 10,5 \text{ кВ}.$$

2) По типам подключаемых приборов и реле

Подключаемые приборы классом точности 0,5 являются анализатор, синхронизатор и счётчик электрической энергии.

3) По вторичной нагрузке:

$$S_{2\text{ном}} \geq S_2, \quad (4.55)$$

где  $S_{2\text{ном}}$  – номинальная мощность нагрузки трансформатора, В·А.

$$200 \text{ В} \cdot \text{А} \geq 26 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Таким образом, трансформатор напряжения НТМИ-10-66УЗ удовлетворяет всем условиям.

## 4.10 Выбор электротехнического оборудования на напряжении 220 кВ

### 4.10.1 Выбор выключателей и разъединителей

Выбор выключателей должен удовлетворять некоторым требованиям, определяемым по формулам (4.56)-(4.62), принимая их во внимания выбираем элегазовый выключатель от производителя НИИ НПО УЭТМ, г. Екатеринбург – ВГУ-220-50/2000, паспортные данные которого расписаны в таблице 4.14:

Таблица 4.14 – Паспортные данные выключателя ВГУ-220-50/2000

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Номинальный ток отключения, кА	Предельный сквозной ток, кА	Ток термической стойкости, кА/доп. время его действия, с	Номинальное содержание ап. состав., %
ВГУ-220-50/2000	220	2000	50	50	50/3	47

1) По напряжению установки:

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{НОМ СИСТ}}, \quad (4.56)$$

$$220 \text{ кВ} \geq 220 \text{ кВ.}$$

2) По длительному току:

$$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{РАБ МАХ}}, \quad (4.57)$$

$$2000 \text{ А} \geq 1930 \text{ А.}$$

3) По симметричному току отключения:

$$I_{\text{ОТКЛ.НОМ}} \geq I_{\text{ПТ}}, \quad (4.58)$$

$$50 \text{ кА} \geq 12,5 \text{ кА.}$$

4) По отключению периодической составляющей тока короткого замыкания:

$$i_{\text{АНОМ}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{ОТКЛ.НОМ}} \geq i_{\text{А.Т}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (4.59)$$

$$i_{\text{АНОМ}} = \sqrt{2} \cdot 0,47 \cdot 50 = 33,23 \text{ кА} \geq i_{\text{А.Т}} = \sqrt{2} \cdot 12,5 \cdot e^{-\frac{0,035}{0,045}} = 8,12 \text{ кА.}$$

5) По отключению полного тока кз (только если не прошло условие 4):

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{ПТ}} + i_{\text{А.Т}} \leq \sqrt{2} \cdot (1 + \beta_{\text{НОМ}}) \cdot I_{\text{ОТКЛ.НОМ}}. \quad (4.60)$$

Так как условие 4 выполняется, то условие 5 не проверяем.

6) На электродинамическую стойкость:

$$I_{\text{дин}} = I_{\text{СКВ}} \geq I_{\text{по}}, \quad (4.61)$$

$$50 \text{ кА} \geq 12,5 \text{ кА}.$$

7) На термическую стойкость:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}} = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{окл}} + t_{\text{рз}}), \quad (4.62)$$

$$50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_{\text{к}} = 12,5^2 \cdot (0,07 + 0,01) = 12,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Все условия выполняются, значит, данный выключатель подходит.

Далее принимая во внимание несколько пунктов, определяем по формулам (4.63)-(4.66), выберем разъединитель РДЗ-220/2000У1, паспортные данные приведены в таблице 4.15:

Таблица 4.15 – Паспортные данные разъединителя - РДЗ-220/2000У1

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Номинальное рабочее напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Предельный сквозной ток, кА	Ток термической стойкости, кА/доп. время его действия, с
РДЗ-220/2000У1	220	232	2000	100	40/3

1) По напряжению установки:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}, \quad (4.63)$$

$$220 \text{ кВ} \geq 220 \text{ кВ}.$$

2) По длительному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм}}, \quad (4.64)$$

$$2000 \text{ А} \geq 1930 \text{ А}.$$

3) На электродинамическую стойкость:

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{по}}, \quad (4.65)$$

$$100 \text{ кА} \geq 12,5 \text{ кА}.$$

4) На термическую стойкость:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}} = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{окл}} + t_{\text{рз}}), \quad (4.66)$$

$$40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_{\text{к}} = 12,5^2 \cdot (0,07 + 0,01) = 12,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Таким образом, все условия выполнены для выбранных выключателя - ВГУ-220-50/2000 и разъединителя - РДЗ-220/2000У1

#### 4.10.2 Выбор синхронизаторов и анализаторов

Таблица 4.16 – Приборы, устанавливаемые в цепях

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
Счётчик	СЭТ-4ТМ.03М	RS485	0,5	8
Синхронизатор	АС-МЗ	RS485	0,5	10
				$\Sigma = 18 \text{ В} \cdot \text{А}$

Выбран, производимый российской компанией ООО «АСУ-ВЭИ», микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС-МЗ, указанный в таблице 4.16.

#### 4.10.3 Выбор трансформатора тока

Трансформатор тока выберем ТФЗМ-220Б-1У1, паспортные данные которого приведены в таблице 4.17, так же трансформатор тока должен удовлетворять некоторым условиям, по формула (4.67)-(4.71):

Таблица 4.17 – Паспортные данные трансформатора тока - ТФЗМ-220Б-1У1

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Номинальное рабочее напряжение, кВ	Номинальный первичный ток, А	Номинальная нагрузка с классом точности 0,5, Ом	Ток электродинамической стойкости, кА	Ток термической стойкости, кА/доп. время его действия, с
ТФЗМ-220Б-1У1	220	172	2000	1,2	90	34/3

1) По напряжению установки:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}, \quad (4.67)$$



$$220 \text{ кВ} \geq 220 \text{ кВ.}$$

2) По длительному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм}}, \quad (4.68)$$

$$2000 \text{ А} \geq 1930 \text{ А.}$$

3) На электродинамическую стойкость:

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{по}}, \quad (4.69)$$

$$90 \text{ кА} \geq 12,5 \text{ кА.}$$

4) На термическую стойкость:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}} = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{окл}} + t_{\text{рз}}), \quad (4.70)$$

$$34^2 \cdot 3 = 3468 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_{\text{к}} = 12,5^2 \cdot (0,07 + 0,01) = 12,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

5) По нагрузке:

$$Z_{\text{ном}} \geq Z. \quad (4.71)$$

Для выполнения этого условия необходимо определиться с нагрузкой, действующей на трансформатор тока, нагрузкой является счётчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М, нагрузка которого составляет 0,6 Ом.

Таким образом:

$$1,2 \text{ Ом} \geq 0,6 \text{ Ом.}$$

Таким образом, трансформатор тока – ТФЗМ-220Б-1У1 удовлетворяет всем условиям.

#### **4.10.4 Выбор трансформатора напряжения**

Выбор трансформатора напряжения так же должен удовлетворять некоторым требованиям, определим по формулам (4.72) и (4.73) выберем трансформатор ЗНОГ-220-79УЗ, паспортные данные которого представлены в таблице 4.18.

Таблица 4.18 – Паспортные данные трансформатора напряжения ЗНОГ-220-79УЗ

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Номинальная мощность, В·А при классе точности 0,5	Максимальная мощность, В·А
ЗНОГ-220-79УЗ	220	252	400	3200

1) По напряжению установки:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}, \quad (4.72)$$

$$220 \text{ кВ} \geq 220 \text{ кВ.}$$

2) По типам подключаемых приборов и реле

Подключаемые приборы классом точности 0,5 являются синхронизатор и счётчик электрической энергии.

3) По вторичной нагрузке:

$$S_{2\text{ном}} \geq S_2, \quad (4.73)$$

где  $S_{2\text{ном}}$  – номинальная мощность нагрузки трансформатора, В·А.

$$400 \text{ В} \cdot \text{А} \geq 18 \text{ В} \cdot \text{А.}$$

Таким образом, трансформатор напряжения ЗНОГ-220-79УЗ удовлетворяет всем условиям.

## 5 Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем

### 5.1 Исходные данные для курсового проектирования

Параметры гидрогенератора и силового трансформатора приведены в таблице 5.1, 5.2 и 5.3, технические характеристики выбранной системы возбуждения и выпрямительного трансформатора приведены в таблице 5.4 и 5.5 соответственно.

Таблица 5.1 – Параметры гидрогенератора

Тип		СВ-845/140-44Т
мощность номинальная	полная, МВА	56
	активная, МВт	50,4
номинальное напряжение, кВ		11
Коэффициент мощности $\cos \varphi$		0,9
Частота вращения, об/мин		136,4
Число фаз обмотки статора (количество параллельных ветвей)		3
Номинальный ток статора, А		2945
Ток ротора при номинальной нагрузке, А		980
Напряжение на кольцах ротора при ном. нагрузке, В		220
индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)	синхронное $x_d$	0,77
	переходное $x'_d$	0,26
	сверхпереходное $x''_d$	0,18
Индуктивное сопротивление обратной последовательности, о.е.		0,23
емкость обмотки статора, мкФ/фаза		0,82

Таблица 5.2 – Параметры силового трансформатора

Тип	ТДЦ-80000/220- УХЛ1
Номинальная мощность, МВА	80
Номинальное напряжение, кВ	242
Напряжение короткого замыкания, %	11,00
Схема соединения обмоток	$Y_H/\Delta - 11$

Таблица 5.3 – Параметры трансформатора собственных нужд

Тип	ТСЗ-1000/10/6
номинальная мощность, МВА	1
номинальное напряжение, кВ	10/6
группа соединений	$Y_H/Y_H-0$
напряжение короткого замыкания	8

Таблица 5.4 – Технические характеристики выбранной системы возбуждения

Ток (длит/форс), А	1090	1880
Напряжение (длит/форс), В	210	525

Таблица 5.5 – Технические характеристики выпрямительного трансформатора ТСЗПУ-1000/10-ГТ-УЗ

Мощность, кВА	Увент, В	Упреоб, В	Ипреоб, А
839	475	600	1250

### **5.1.1 Перечень защит основного оборудования**

#### **На главном гидрогенераторе СВ – 845/144-44Т:**

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

#### **На силовом трансформаторе блока ТДЦ-80000/220- УХЛ1:**

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Газовая защита;
- Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 220 кВ;
- Резервная максимальная токовая защита;
- Защита от замыканий на землю на обмотке НН кВ трансформатора блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока;
- Защита от повышения температуры масла в баке трансформатора;
- Защита от потери охлаждения

#### **На трансформаторе СН ГЭС:**

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению;
- Защита от перегрузки;
- Реле тока охлаждения.

## На линиях электропередачи 220 кВ:

Основные защиты:

- дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.

Резервные защиты:

- 5-ти ступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;
- токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;
- 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);
- для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220 кВ предусматривается УРОВ 220 кВ.

## Защита выпрямительного трансформатора:

- Максимальная токовая защита;
- Токовая отсечка.

## 5.2 Расчет номинальных токов

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

На генераторном напряжении определим по формуле (5.1):

$$I_{нг}^{(1)} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{56000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2939,2 \text{ А.} \quad (5.1)$$

Номинальный ток генераторного напряжения, приведённый к низшей стороне трансформатора тока определим по формуле (5.2):

$$I_{нг}^{(2)} = \frac{I_{нг}^{(1)} \cdot K_{сх}}{K_{тт}} = \frac{2945 \cdot 1}{3000/5} = 4,91 \text{ А.} \quad (5.2)$$

На высоком напряжении за силовым трансформатором определим по формуле (5.3):

$$I_{вн}^{(1)} = \frac{S_{номТ}}{\sqrt{3} \cdot U_{номТ}} = \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 200,82 \text{ А.} \quad (5.3)$$

Номинальный ток на высоком напряжении, приведённый к низшей стороне трансформатора тока определим по формуле (5.4):

$$I_{вн}^{(2)} = \frac{I_{вн}^{(1)} \cdot K_{сх}}{K_{тт}} = \frac{200,82 \cdot 1}{3000/5} = 0,33 \text{ А.} \quad (5.4)$$

Номинальный ток на стороне высокого напряжения трансформатора возбуждения определим по формуле (5.5):

$$I_{\text{ВНТЕ}}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМТЕ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМТЕ}}} = \frac{839}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 46,13 \text{ А.} \quad (5.5)$$

Номинальный ток на стороне высокого напряжения трансформатора возбуждения, приведённый к низшей стороне трансформатора тока определим по формуле (5.6):

$$I_{\text{ВНТЕ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{ВНТЕ}}^{(1)} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{46,13 \cdot 1}{200/5} = 1,07 \text{ А.} \quad (5.6)$$

Номинальный ток ротора приведенный к низшей стороне трансформатора тока определим по формуле (5.7):

$$I_{\text{ВНТЕ}_p}^{(2)} = \frac{I_{\text{РОТ}}^{(1)} \cdot U_{\text{НН}} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ}} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{980 \cdot 0,475 \cdot 0,816}{200/5 \cdot 10,5} = 0,9 \text{ А} \quad (5.7)$$

### 5.2.1 Выбор системы возбуждения и выпрямительного трансформатора

$$I_{\text{СВ}} = 1,1 \cdot I_{\text{РОТ}} = 1,1 \cdot 0,98 = 1,08 \text{ кА.} \quad (5.8)$$

По каталожным данным выбираем существующую систему возбуждения СТС-2п-210-1090-3 УХЛ4. Характеристики приведены в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Технические характеристики выбранной системы возбуждения

Ток (длит/форс), А	1090	1880
Напряжение (длит/форс), В	210	525

СТС – системы тиристорные самовозбуждения без последовательных трансформаторов;

210 – номинальное напряжение, В;

1090 – номинальный длительно допустимый ток, А;

УХЛ4 – климатическое исполнение.

Выбор выпрямительного трансформатора производится также по каталожным данным. Выбираем выпрямительный трансформатор с номинальным напряжением вентильной обмотки больше или равное напряжению форсировки СТС, ток преобразователя больше или равно току длительного режима СТС. Был выбран трансформатор, характеристики которого приведены в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Технические характеристики выпрямительного трансформатора ТСЗПУ-1000/10-ГТ-УЗ

Мощность, кВА	Увент, В	Упреоб,В	Ипреоб,А
839	475	600	1250

Далее, производится проверка выпрямительного трансформатора ТЕ на перегрузочную способность в режиме форсировки.

Коэффициент перегрузки считается по формуле (5.9):

$$k_{\text{пер}} = \frac{I_{\phi} \cdot k_{\text{сх}}}{I_{\text{нте}}}, \quad (5.9)$$

где  $I_{\phi}$  – ток форсировки, А;

$k_{\text{сх}}$  – коэффициент схемы, учитываемый при переходе от постоянного напряжения к переменному, принимается равным 0,816;

$I_{\text{нте}}$  – ток выпрямительного трансформатора, А.

Определяется кратность перегрузки выпрямительного трансформатора ТЕ при протекании через него тока форсировки, а также перед этим определяется дополнительно ток  $I_{\text{нте}}$ :

$$I_{\text{нте}} = 1250 \cdot 0,816 = 1020 \text{ А},$$

$$k_{\text{пер}} = \frac{1880 \cdot 0,816}{1020} = 1,5.$$

По данным по перегрузки тока и времени длительности перегрузки, приведенным в таблице 5.8, видно, что посчитанную перегрузку допустимо удерживать 18 мин.

Таблица 5.8 – Допустимые длительности перегрузки по току

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

### 5.3 Защита системы возбуждения

Для данного расчета необходимы значения токов короткого замыкания в точке 1 – перед выпрямительным трансформатором и в точке 2 – после выпрямительного трансформатора, что показано на рисунке 5.1.

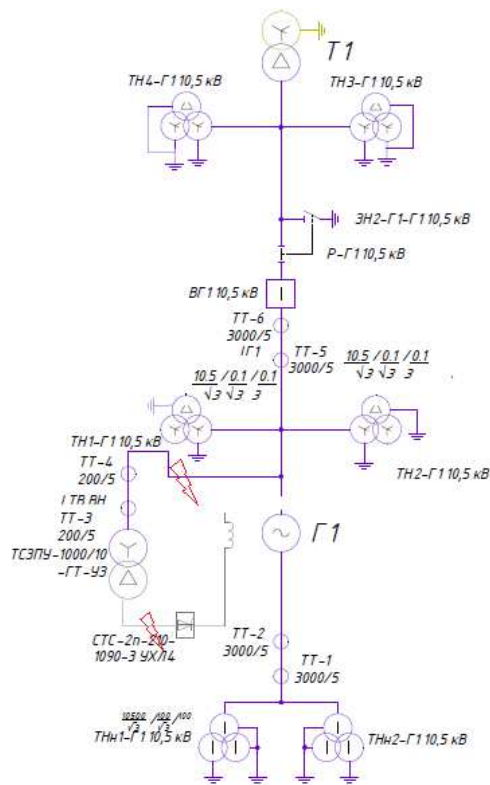


Рисунок 5.1 – Схема генератора с системой возбуждения и wybranными трансформаторами тока и напряжения

Ток трехфазного короткого замыкания в точке 1 рассчитывается по формуле (5.10):

$$I_{\text{КЗ } 1}^{(3)} = \frac{E''}{X_d''} I_{\text{ном ген}}, \quad (5.10)$$

где  $E''$  – сверхпереходное ЭДС генератора в сети, принимается равным 1,08 о.е.;  
 $X_d''$  – сверхпереходное сопротивление генератора;  
 $I_{\text{ном ген}}$  – номинальный ток генератора, кА.

$$I_{\text{КЗ } 1}^{(3)} = \frac{1,08}{0,18} \cdot 2,95 = 17,70 \text{ кА.}$$

Ток двухфазного короткого замыкания в точке 1 рассчитывается по формуле (5.11).

$$I_{\text{КЗ } 1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{\text{КЗ } 1}^{(3)}, \quad (5.11)$$

где  $I_{\text{КЗ } 1}^{(3)}$  – ток трехфазного короткого замыкания в точке 1.

$$I_{\text{КЗ } 1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 17,70 = 15,33 \text{ кА.}$$



Ток трехфазного короткого замыкания в точке 2 рассчитывается по формуле (5.12).

$$I_{КЗ 2}^{(3)} = \frac{I_{НОМ}}{U_k} \cdot 100\%, \quad (5.12)$$

где  $I_{НОМ}$  – номинальный ток выпрямительного трансформатора:

$$I_{Т.НОМ}^{(1)} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3}U_{НОМ}} = 839 = 46 \text{ А},$$

где  $U_k$  - напряжение короткого замыкания.

$$I_{КЗ 2}^{(3)} = \frac{46}{6} \cdot 100\% = 767 \text{ А}.$$

Ток двухфазного короткого замыкания в точке 2 рассчитывается по формуле (5.11).

$$I_{КЗ 1min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 767 = 667 \text{ А}.$$

По полученным данным принимается коэффициент трансформации трансформаторов тока  $n_{ТТ} = \frac{200}{5}$ .

### 5.3.1 Максимальная токовая защита системы возбуждения

Определяется минимальное значение тока уставки реле МТЗ по формуле (5.13):

$$I_{ср \text{ мтз}} = \frac{k_n k_\phi k_{сх} I_{ТНОМ}}{k_B n_{ТТ} n_{ТЕ}}, \quad (5.13)$$

где  $k_n$  – коэффициент надежности, для данной защиты принимается 1,2;

$k_\phi$  – коэффициент форсировки ТВ, принимается 1,8;

$I_{ТНОМ}$  – номинальный ток ротора, А (паспортное значение);

$K_{сх}$  - коэффициент схемы трехфазного шестипульсного выпрямления,

$k_B$  – коэффициент возврата токового реле, принимается 0,8;

$n_{ТТ}$  – коэффициент трансформации трансформатора тока;

$n_{ТЕ}$  – коэффициент трансформации преобразовательного трансформатора напряжения, считается по формуле  $n_{ТЕ} = \frac{U_{ген}}{U_{НТЕ}} = \frac{10500}{475} = 22$ .

$$I_{ср \text{ мтз}} = \frac{1,2 \cdot 1,8 \cdot 0,816 \cdot 980}{0,8 \cdot 40 \cdot 22} = 2,45 \text{ А}.$$

Коэффициент чувствительности считается по формуле (5.14) и должен выполнять условие (5.15).

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{\text{min}}}{I_{\text{ср}} n_{\text{ТТ}}}, \quad (5.14)$$

где  $I_{\text{КЗ}}^{\text{min}}$  – ток короткого замыкания, получившийся минимальным (двухфазный в точке 2).

$$k_{\text{ч}} \geq 1,5, \quad (5.15)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{667}{2,45 \cdot 40} = 6,8 \geq 1,5 \text{ – условие выполняется.}$$

Ток срабатывания в относительных единицах считается по формуле (5.16).

$$I_{\text{ср МТЗ}} = \frac{I_{\text{ср}}}{I_{\text{н}2}}, \quad (5.16)$$

где  $I_{\text{н}2}$  – ток, рассчитываемый  $I_{\text{н}2} = \frac{I_{\text{НТЕ}}}{n_{\text{ТТ}}} = \frac{46}{40} = 1,15 \text{ А.}$

$$I_{\text{ср МТЗ}} = \frac{2,45}{1,15} = 2,13 \text{ о. е.}$$

### 5.3.2 Токовая отсечка системы возбуждения .

Ток срабатывания токовой отсечки считается по формуле (5.17).

$$I_{\text{ср ТО}} = \frac{k_{\text{н}} I_{\text{КЗ}2}^{(3)}}{n_{\text{ТТ}}}, \quad (5.17)$$

где  $k_{\text{н}}$  – коэффициент надежности, для данной защиты принимается 1,4;

$I_{\text{КЗ}2}^{(3)}$  – ток трёхфазного КЗ в точке 2;

$n_{\text{ТТ}}$  – коэффициент трансформации трансформатора тока;

$$I_{\text{ср}} = \frac{1,4 \cdot 767}{40} = 26,85 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности считается по формуле (5.20).

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.

Определяется значение тока уставки ТО по формуле (5.18):

$$I_{\text{ТО.мин}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot i(3)}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{1,4 \cdot 667}{40} = 23,3 \text{ А}, \quad (5.18)$$

где  $K_{\text{Н}}$  – минимальное значение коэффициента надежности для ТО (1,4).

Определяется значение тока намагничивания ТП по формуле (5.19):

$$I_{\text{МГ}} = 5 \cdot \frac{S_{\text{ТНОМ}} / (\sqrt{3} \cdot U_{\text{ТНОМ}})}{K_{\text{ТТ}}} \cdot 100\% = 5 \cdot \frac{839 / (\sqrt{3} \cdot 10,5)}{40} = 5,8 \text{ А}. \quad (5.19)$$

Уставка реле ТО принимается равной или больше максимального из двух полученных значений:

$$I_{\text{МГ}} = 24 \text{ А}.$$

Определяется коэффициент чувствительности ТО:

$$K_{\text{ч.ТО}} = \frac{I''(2)}{K_{\text{ТТ}} \cdot I_{\text{ТО}}} = \frac{15330}{40 \cdot 24} = 15,96 > 2. \quad (5.20)$$

Ток срабатывания в относительных единицах:

$$I_{\text{ср ТО}} = \frac{26,85}{1,15} = 23,35 \text{ о. е.}$$

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

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

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

Напряжение срабатывания органа основной гармоники выбирается из условия отстройки от действующего значения напряжения нулевой последовательности основной частоты обусловленного электростатической

индукцией силового трансформатора блока ( $U_{0 \text{эл.ст.}}$ ) при КЗ на землю на стороне ВН в таблице 5.9.

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

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

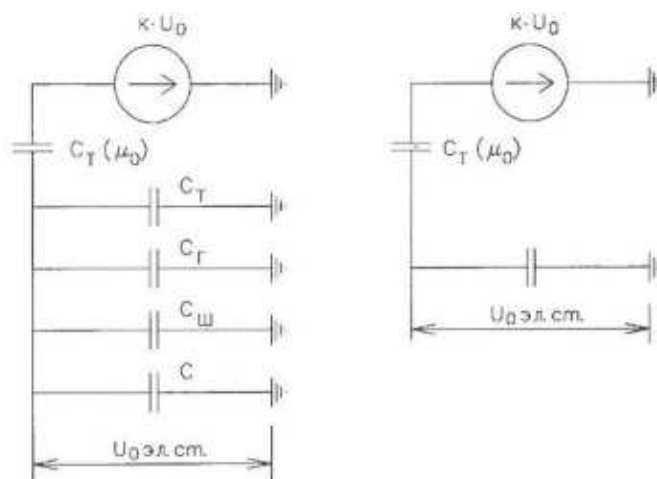


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

Таблица 5.9 – Данные напряжения для определения электростатической индукции

	10,5кВ	13,8кВ	15,75кВ
$C_{ген}, \text{мкФ}$	0,7	0,9	1,1
$C_{вг}, \text{мкФ}$	0,25	0,35	0,45

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_T + C_{Ш} + C_{вг} = 0,0071 + 0,7 + 0,008 + 0,25 = 0,965 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}.$$

Напряжение на выводах считается по формуле (5.21).

$$U_{0 \text{эл.ст.}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}}, \quad (5.21)$$

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

$C_T(\mu_0)$  – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора,  $C_T(\mu_0)$ , определяем по таблице (5.10);

Таблица 5.10 – Данные для определения емкости между обмотками высшего и низшего напряжения

	121 кВ	242 кВ	330-525 кВ
$C_T(\mu_0)$ , мкФ/фазу	0,010	0,012	0,015

$C_{\Sigma}$  – суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения

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

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

Суммарный емкостной ток сети генераторного напряжения считается по формуле (5.22).

$$I_C = 1,73 \cdot U_L \cdot \omega \cdot C_{\Sigma}, \quad (5.22)$$

где  $U_L$  – линейное напряжение генератора, кВ;

$\omega$  – циклическая частота, принимается равной  $\omega = 2 \cdot \pi \cdot f = 314$ .

$$I_C = 1,73 \cdot 13,8 \cdot 314 \cdot 0,965 \cdot 10^{-6} = 5,5 \text{ А.}$$

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

$$U_{0 \text{ ЭЛ.СТ.}} = 0,5 \cdot 46600 \cdot \frac{0,012}{0,012+0,965} = 286,2 \text{ В.}$$

Напряжение срабатывания защиты определяется из выражения (5.23):

$$U_{\text{СП}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{U_{0 \text{ ЭЛ.СТ.}}}{n_{\text{ТН}}}, \quad (5.23)$$

где  $n_{\text{ТН}}$  – коэффициент трансформации, принимается  $n_{\text{ТН}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,1/3} = 182$ ;

$K_H = 1,5$  – коэффициент надежности;

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

$K_B = 0,95$  – коэффициент возврата.

$$U_{\text{СП}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{286,2}{182},$$

$$U_{\text{СП}} \geq 2,5 \text{ В уставка.}$$

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

Принимаем следующие уставки:  $U_{01G}$  с уставкой 5 В действует с выдержкой времени 5,0 с действует на сигнал;  $U_{0G}$  с уставкой равной 10 В и выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

2) Второй орган  $U_{03}$  реагирует на соотношение напряжение третьей гармоники и в нейтрали на выводах генератора и защищает порядка 20% 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  $K_T$ :

$$X = \frac{1}{3+2} = 0,20.$$

При  $K_T = 1,3$  орган  $U_{03}$  работает селективно и защищает 20 % 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.

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

1) Уставка защиты  $U2>$  рассчитывается по формуле (5.24).

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 10500}{10500/100} = 140 \text{ В.} \quad (5.24)$$

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

$U1>$  вводится в работу в режиме холостого хода генератора.

Уставка  $U1>$  рассчитывается по формуле (5.25).

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 10500}{10500/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.25)$$

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

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

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

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:  $I_{НОМ} = 2945 \text{ А}$ .

Коэффициент трансформации трансформаторов тока:  $\eta_{ТТ} = 3000/5 \text{ А}$ .

1) Начальный ток срабатывания определяет чувствительность защиты при малых тормозных токах. Величина  $I_{СР.0}$  выбирается с учетом возможности отстройки защиты от тока небаланса номинального режима и определяется по формуле (5.26):

$$I_{НБ(Н)} = K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_H = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_H = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 2945 = 147,25 \text{ А}, \quad (5.26)$$

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

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

Уставка выбирается из условия (5.27):

$$I_{СР.0} \geq K_H \cdot I_{НБ(Н)}, \quad (5.27)$$

где  $K_H = 2$  - коэффициент надежности.

$$I_{СР.0} \geq 2 \cdot 147,25 = 294,5.$$

Принимаем уставку:  $I_{СР.0} = 0,15 \cdot I_H$ .

$$I_{СР.0} = 0,15 \cdot 2945 = 441,75 \text{ А}.$$

Сравним полученную уставку тока срабатывания по второму условию (5.28) с током трёхфазного короткого замыкания в точке  $K_2$ :

$$I_{СР.0} \geq I_{K_2}^{(3)}, \quad (5.28)$$

$$441,75 \leq 767 \text{ А}.$$

Работа дифференциальной защиты с данной уставкой будет выполнять неселективное отключение. Выбираем уставку начального тока срабатывания дифференциальной защиты по условию 2, по формуле (5.29) с коэффициентом запаса, обусловленным полной погрешностью ТТ – 10%:

$$I_{K_2}^{(3)} \cdot 1,1, \quad (5.29)$$

$$767 \cdot 1,1 = 843 \text{ А.}$$

Определим уставку тока срабатывания в относительных единицах по формуле (5.30):

$$I_{*CP} = I_{K_2}^{(3) \text{ о.е.}} = \frac{I_{K_2}^{(3)}}{I_{НОМ}}, \quad (5.30)$$

$$I_{*CP} = I_{K_2}^{(3) \text{ о.е.}} = \frac{843}{2945} = 0,28 \text{ о. е.}$$

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 определяем по формуле (5.31):

$$I_{НБ(КЗ)} = K_{АП} \cdot f_i \cdot K_{ОДН} \cdot I_{МАКС}, \quad (5.31)$$

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

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

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

$I_{МАКС}$  – максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трехфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения определяется по формуле (5.32);

$$I_{МАКС} = \frac{E_q''}{x_d''} \cdot I_H = \frac{1,0 \cdot 2945}{0,18} = 16361,1 \text{ А,} \quad (5.32)$$

$$E_q'' = 1,0.$$

Таким образом, максимальный ток небаланса равен:

$$I_{НБ(КЗ)} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 16361,1 = 1636,1 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия по формуле (5.33):

$$K_T > \frac{I_{НБ(КЗ)} \cdot K_H}{I_T}, \quad (5.33)$$

где  $K_H = 2$  – коэффициент надежности;



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

Выполним расчёт с учётом тока торможения.

Ток торможения в режиме протекания по генератору максимальных сквозных токов определяется по формуле (5.34):

$$I_T = \sqrt{I_{\text{СКВ}(max)} \cdot (I_{\text{СКВ}(max)} - I_{\text{НБ}(КЗ)}) \cdot \cos \alpha}, \quad (5.34)$$

где  $\alpha$  – угол между векторами токов плеч защиты; в проектных расчётах может быть принят равным от  $10^\circ$  до  $20^\circ$ ;

$$I_{\text{СКВ}(max)} = I_{K_1}^{(3)} = 15,33 \text{ кА},$$

$$I_T = \sqrt{15,33 \cdot (15,33 - 1,636) \cdot \cos 10^\circ} = 14,37 \text{ кА}.$$

Тогда  $K_T$ :

$$K_T > \frac{1636 \cdot 2}{14378} = 0,23.$$

Принимаем уставку  $K_T = 0,5$ , рекомендация ЭКРА  $K_T = 0,5$ . Коэффициент торможения, равный тангенсу угла наклона тормозной характеристики, выбирается по условию обеспечения недействия защиты – от тока небаланса переходного режима внешнего КЗ. Выбранная уставка не должна быть больше 1,9 согласно СТО ПАО «ФСК ЕЭС», наша уставка удовлетворяет всем параметрам.

3) Уставка начального торможения (увеличивает зону работы защиты без торможения) определяется по формуле (3.35):

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,3}{0,5} = 0,6 \text{ о. е.} \quad (5.35)$$

4) Тормозной ток  $B$  определяет точку излома характеристики срабатывания. При выборе  $B$  должно выполняться условие по формуле (5.36):

$$B \geq \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,3}{0,5} = 0,6. \quad (5.36)$$

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

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

$$I_{отс} = (2 - 12) \cdot I_{ном} = 2 \cdot 2945 = 5890 \text{ А.}$$

На рисунке 5.3 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

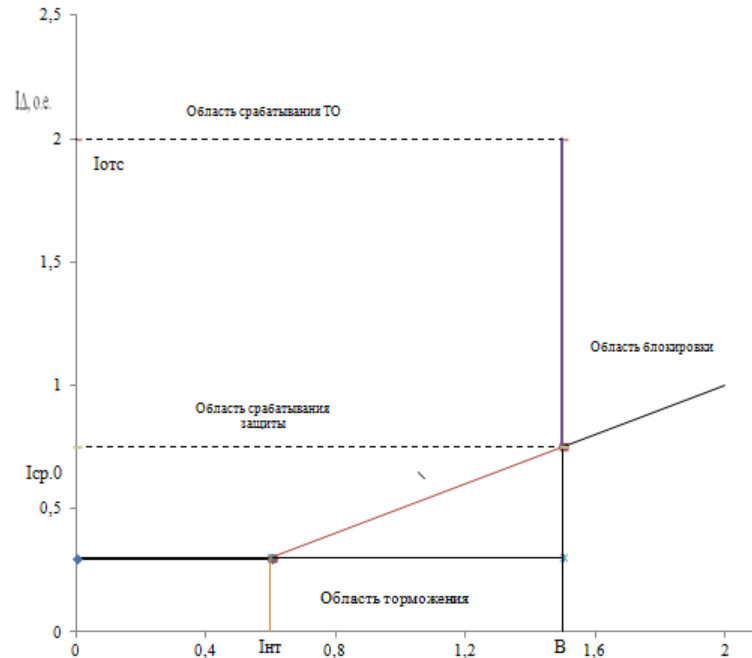


Рисунок 5.3 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

### 5.3.6 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  $I_{*2}$ , определяемый по формуле (5.37):

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_N}, \tag{5.37}$$

где  $I_2$  — ток обратной последовательности в первичной цепи генератора,  $I_N$  — номинальный ток генератора в первичной цепи.

Допустимая длительность несимметричного режима при неизменном значении тока  $I_2$  характеризуется выражением по формуле (5.38):

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (5.38)$$

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

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

Принимаем уставку сигнального органа:

$$I_{*2\text{СИГН}} = (0,05 - 0,07),$$

$$I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot I_{\text{н}},$$

2) Пусковой орган ( $I_{2\text{ПУСК}}$ ) срабатывает без выдержки времени при увеличении значения  $I_2$  выше уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа. Ток срабатывания пускового органа выбирается по условию обеспечения надежного пуска интегрального органа при  $t_{\text{МАКС}} = 700$  с. по таблице 5.11.

Таблица 5.11 – Данные для определения  $T_{\text{макс}}$

	6,3кВ	10,5кВ	13,8кВ	15,75кВ
<b>A</b>	40	30	20	16
<b>Tмакс, сек</b>	800	700	600	500

При этом уставку определяем по формуле (5.39):

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{30}{700}} = 0,21. \quad (5.39)$$

Уставку определяем по формуле (5.40):

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_{\text{н}}} = \frac{0,21}{1,2} = 0,175, \quad (5.40)$$

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

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

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

3) Интегральный орган срабатывает при удаленных несимметричных режимах, сопровождающихся токами перегрузки  $I_2$  с зависимой от тока выдержкой времени, определяемой уравнением по формуле (5.41):

$$t_{CP} = \frac{30}{(I_{*2})^2}, \quad (5.41)$$

$$A_{ИО} = 30 = I_{*2}^2 \cdot t_{CP}.$$

Таблица 5.12 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности $I_2/I_n$	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность (с)	30	83	120	188	333	700

Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ ) представлена на рисунке 5.4 и строим по таблице 5.12.

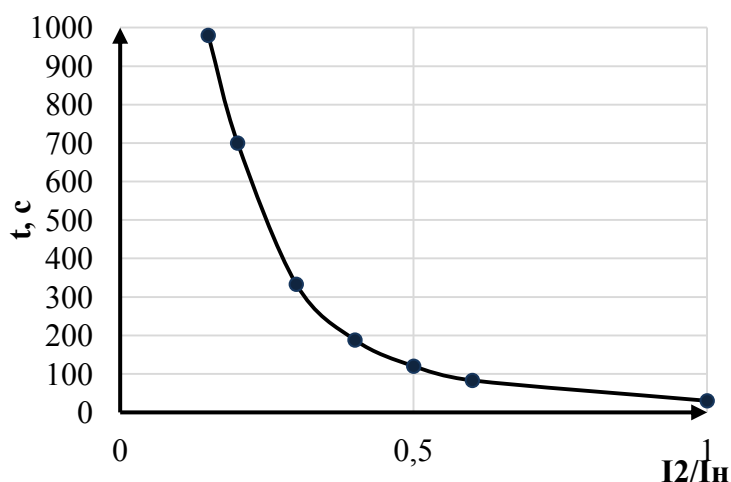


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем:  $t_{мин.} = 0,5$  с,  $t_{макс.} = 600$  с.

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

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

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

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

По второму условию:

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

$$I_{2\text{с.з.}}^* \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^{(2)}}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot (X_{d\text{ВН}}'' + 2X_{\text{T}} + X_{\text{Л}})}, \quad (5.42)$$

Определим ток трехфазного короткого замыкания на стороне высшего напряжения:

Произведем расчёт короткого замыкания в относительных единицах по формулам (5.43-5.48):

$$S_{\text{баз}} = 100 \text{ МВА},$$

$$U_{\text{баз1}} = 10,5 \text{ кВ},$$

$$U_{\text{баз2}} = 230 \text{ кВ}.$$

$$I_{\text{баз1}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз1}}}, \quad (5.43)$$

$$I_{\text{баз1}} = \frac{100 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,50} = 5498,6 \text{ А},$$

$$I_{\text{баз2}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз2}}}, \quad (5.44)$$

$$I_{\text{баз2}} = \frac{100 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 230,00} = 251,0 \text{ А},$$

$$X_{\text{ген.баз.}}^* = X_d'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{U_{\text{баз2}}^2}, \quad (5.45)$$

$$X_{\text{ген.баз.}}^* = 0,18 \cdot \frac{10,5^2}{56} \cdot \frac{100,00}{10,5^2} = 0,32 \text{ о. е.}$$

$$X^*_{\text{тр-ра.баз.}} = \frac{U_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{U_{\text{баз2}}^2}, \quad (5.46)$$

$$X^*_{\text{тр-ра.баз.}} = \frac{11}{100,00} \cdot \frac{242,00^2}{80} \cdot \frac{100,00}{230,00^2} = 0,15 \text{ о. е.}$$

$$X^*_{2.\text{баз.}} = X_2 \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \frac{S_6}{U_6^2},$$

$$X^*_{2.\text{баз.}} = 0,22 \cdot \frac{242^2}{56} \cdot \frac{100}{242^2} = 0,39 \text{ о. е.},$$

$$I^{*(3)}_{\text{КЗ}} = \frac{E^*}{X^*_{\text{ген.баз.}} + X^*_{\text{тр-ра.баз.}} + X^*_{2.\text{баз.}}}, \quad (5.47)$$

$$I^{*(3)}_{\text{КЗ}} = \frac{1}{0,24+0,15+0,39} = 1,28 \text{ о. е.},$$

$$I^{*(2)}_{2.\text{КЗ}} = \frac{\sqrt{3}}{2 \cdot \sqrt{3}} \cdot I^{*(3)}_{\text{КЗ.}} \quad (5.48)$$

$$I^{*(2)}_{2.\text{КЗ}} = \frac{\sqrt{3}}{2 \cdot \sqrt{3}} \cdot 1,28 = 0,64 \text{ о. е.}$$

Переведем в именованные единицы по формуле (5.49):

$$I^{*(2)\text{нн}}_2 = I^{*(2)}_{2.\text{КЗ.}} \cdot I_{\text{баз1}}; \quad (5.49)$$

$$I^{*(2)\text{нн}}_2 = 0,64 \cdot 5498,6 = 3519,1.$$

Далее приведем ток в соответствии с коэффициентом трансформации трансформатора тока по формуле (5.50):

$$I_{2\text{МИН}}^{(2)} = \frac{I^{*(2)\text{нн}}_2}{k_{\text{ГТ}}}, \quad (5.50)$$

$$I_{2\text{МИН}}^{(2)} = \frac{3519,1}{3000/5} = 5,87 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения определим по формуле (5.51):

$$I_{2 \text{ с.з.}} \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^{(2)}}{K_{\text{ч}}}, \quad (5.51)$$

где  $K_{\text{ч}} = 1,3$  – коэффициент чувствительности.

$$I_{2 \text{ с.з.}} \leq \frac{5,87}{1,3} = 4,51 \text{ А.}$$

В соответствии с указаниями завода-изготовителя принимаем уставку отсечки из диапазона  $0,5 - 0,8 I_{\text{ном.ген.}}$ . При этом коэффициент чувствительности  $K_{\text{ч}} > 1,3$ . Принимаем уставку  $0,8 \cdot I_{\text{ном.ген.}}$ .

В относительных единицах по формуле (5.51):

$$I_{2 \text{ с.з.}}^* = \frac{I_{2 \text{ с.з.}}}{I_{\text{баз}}}, \quad (5.51)$$

$$I_{2 \text{ с.з.}}^* = \frac{4,51}{4,91} = 0,91 \text{ о. е.}$$

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

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

#### 5.4 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 по формуле (5.52) равна:

$$I_{\text{сигн}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{нг}}^{(1)}}{K_{\text{В}}} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.52)$$

$$I_{\text{сигн}} = \frac{1,05 \cdot 2945}{0,98} = 3155,36 \text{ А,}$$

где  $K_{\text{Н}} = 1,05$  – коэффициент надежности;

$K_{\text{В}} = 0,98$  – коэффициент возврата.

Уставка тока сигнального органа в именованных единицах через трансформатор тока определяется по формуле (5.53):

$$I_{1\text{СИГН ТТ}} = \frac{I_{1\text{СИГН}}}{n_{\text{т.т.}}}, \quad (5.53)$$

$$I_{1\text{СИГН ТТ}} = \frac{3155,36}{600} = 5,26 \text{ А.}$$

Уставка тока сигнального органа в относительных единицах определяется по формуле (5.54):

$$I_{1\text{СИГН}}^{\text{о.е.}} = \frac{I_{1\text{СИГН ТТ}}}{I_{\text{НГ}}^{(2)}}, \quad (5.54)$$

$$I_{1\text{СИГН}}^{\text{о.е.}} = \frac{5,26}{4,91} = 1,07 \text{ о. е.}$$

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

Уставка тока пускового органа в именованных единицах определяется по формуле (5.55):

$$I_{1\text{ПУСК}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot I_{1\text{СИГН}}}{K_{\text{ВОЗВ}}}, \quad (5.55)$$

где  $K_{\text{Н}} = 1,08$  – коэффициент надежности;  
 $K_{\text{ВОЗВ}} = 0,98$  – коэффициент возврата.

$$I_{1\text{ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot 3155,36}{0,98} = 3477,3 \text{ А.}$$

Уставка тока пускового органа в именованных единицах через трансформатор тока определяется по формуле (5.56):

$$I_{1\text{ПУСК ТТ}} = \frac{I_{1\text{ПУСК}}}{n_{\text{т.т.}}}, \quad (5.56)$$

$$I_{1\text{ПУСК ТТ}} = \frac{3477,3}{600,00} = 5,8 \text{ А.}$$

Уставка тока пускового органа в относительных единицах определяется по формуле (5.57):



$$I_{1 \text{ ПУСК}}^{\text{о.е.}} = \frac{I_{1 \text{ ПУСК ТТ}}}{I_{\text{нг}}^{(2)}}, \quad (5.57)$$

$$I_{1 \text{ ПУСК}}^{\text{о.е.}} = \frac{5,8}{4,91} = 1,18 \text{ о. е.}$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени. Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.13:

Таблица 5.13 - Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

Кратность перегрузки $\frac{I}{I_{\text{н}}}$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Меньше или равно 100МВт	3600	1200	450	340	280	160	80	3	1

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

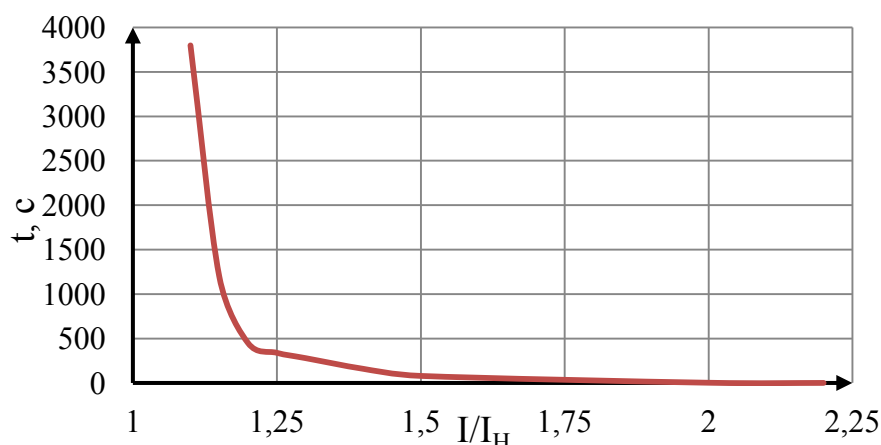


Рисунок 5.5 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок ( $I_1$ )

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:

Уставка тока органа токовой отсечки в именованных единицах определяется по формуле (5.58):

$$I_{1\text{ОТС}} = \frac{1,20 \cdot I_{\text{НОМ.СТАТ}}}{0,98}, \quad (5.58)$$

$$I_{1\text{ОТС}} = \frac{1,20 \cdot 2945}{0,98} = 3606,1 \text{ А.}$$

Уставка тока пускового органа в именованных единицах через трансформатор тока определяется по формуле (5.59):

$$I_{1\text{ОТС ТТ}} = \frac{I_{1\text{ОТС}}}{n_{\text{Т.Т.}}}, \quad (5.59)$$

$$I_{1\text{ОТС ТТ}} = \frac{3606,1}{600,00} = 6,01 \text{ А.}$$

Уставка тока органа токовой отсечки в относительных единицах определяется по формуле (5.60):

$$I_{1\text{ОТС}}^{\text{о.е.}} = \frac{I_{1\text{ОТС ТТ}}}{I_{\text{НГ}}^{(2)}}, \quad (5.60)$$

$$I_{1\text{ОТС}}^{\text{о.е.}} = \frac{6,01}{4,91} = 1,22 \text{ о. е.}$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению  $U_{\Gamma} <$ . Напряжение срабатывания принято равным по формуле (5.61):

$$U_{\text{СР}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{НОМ}}}{K_{\text{ВОЗВ}} \cdot n_{\text{T}}}, \quad (5.61)$$

$$U_{\text{СР}} = \frac{0,68 \cdot 10500,00}{1,03 \cdot 105,00} = 66,02 \text{ В.}$$

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

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

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 по формуле (5.62):

а) по согласованию с первой ступенью защит вл 220 кВ Слудинской ГЭС – ПС Урдома протяженностью:

$$Z_1 \leq K_H \cdot \left( Z_T + \frac{Z'_{1Л}}{K_T} \right), \quad (5.62)$$

где  $K_H = 0,8$  – коэффициент надёжности;

$K_T = 2$  – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

$Z'_{1Л} = 6,65$  – сопротивление линии;

$Z_T$  – сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 220 кВ определяется по формуле (5.63):

$$Z_T = \frac{U_{КЗ} \cdot U_{ВН}^2}{S_{НОМ}}, \quad (5.63)$$

$$Z_T = \frac{0,11 \cdot 242^2}{80,00} = 80,52 \text{ Ом.}$$

Тогда:

$$Z_1 \leq 0,80 \cdot \left( 80,52 + \frac{6,65}{2,0} \right),$$

$$Z_1 \leq 67,0 \text{ Ом.}$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора определяется по формуле (5.64):

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq K_H \cdot \left( U_{КЗ} \cdot \frac{S_{НОМ(ГЕН)}}{S_{НОМ(ТН)}} + \frac{Z'_{1Л}}{K_T} \cdot \frac{S_{НОМ(ГЕН)}}{U_{ВН}^2} \right), \quad (5.64)$$

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,80 \cdot \left( \frac{11}{100} \cdot \frac{56}{80} + \frac{6,65}{2,0} \cdot \frac{56}{242,00^2} \right),$$

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,064 \text{ о. е.}$$

$Z_1$  в первичных Омах составит по формулам (5.65) и (5.66):

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6, \quad (5.65)$$

где  $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НГ}}, \quad (5.66)$

$$Z_6 = \frac{10,50^2}{56} = 1,97 \text{ Ом,}$$

$$Z_1 = 0,064 \cdot 1,97 = 0,12 \text{ Ом.}$$

Уставка будет определяться по формуле (5.67):

$$Z_{1 \text{ сз}} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H}, \quad (5.67)$$

$$Z_{1 \text{ сз}} = 0,12 \cdot \frac{\frac{3000}{5}}{\frac{10,5}{0,10}} = 0,68 \text{ Ом.}$$

Принимаем уставку  $Z_1 = 0,68 \text{ Ом.}$

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

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.

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме определяется по формуле (5.68):

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}}, \quad (5.68)$$

где  $I_{\text{НАГР}} = 2945 \text{ А}$  – номинальный ток статора.

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{10,50 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 2945} = 2,05 \text{ Ом}$$

Кратность форсировки так указана в паспортных данных гидрогенератора, далее форсированный ток будет приниматься согласно паспортным данным:

$$I_{\Phi} = 1,8 \text{ о. е.}$$

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме определяется по формуле (5.69):

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_H}{I_{\Phi}}, \quad (5.69)$$

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot 1,00}{1,8} = 0,52 \text{ о. е.}$$

Угол нагрузки определяем по формуле (5.70):

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos \varphi_{\text{H}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}}, \quad (5.70)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,9}{0,95 \cdot 1,80} = 0,52.$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен  $\varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = 57,80^\circ$ .

Сопротивление срабатывания защиты определяется по формуле (5.71):

$$Z_{\text{СЗ II о.е.}} = \frac{Z_{\text{НАГР.}\Phi}}{K_{\text{H}}}, \quad (5.71)$$

$$Z_{\text{СЗ II о.е.}} = \frac{0,52}{1,10} = 0,47 \text{ о. е.}$$

В Омах определяется по формуле (5.72):

$$Z_{\text{СЗ II}} = Z_{\text{СЗ II о.е.}} \cdot Z_{\text{Б}}, \quad (5.73)$$

$$Z_{\text{СЗ II}} = 0,47 \cdot \frac{10,50^2}{56} = 0,92 \text{ Ом.}$$

Значение уставки определяется по формуле (5.74):

$$Z_{\text{II}} = \frac{Z_{\text{СЗ II}} \cdot n_{\text{T}}}{n_{\text{H}}}, \quad (5.74)$$

$$Z_{\text{II}} = \frac{0,92 \cdot 3000/5}{10500/100} = 5,25 \text{ Ом.}$$

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения  $Z_{\text{СМ1}} = 0,15 \cdot 0,12 = 0,018 \text{ Ом}$ ,  $Z_{\text{СМ2}} = 0,15 \cdot 0,92 = 0,14 \text{ Ом}$ .

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

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

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.6.

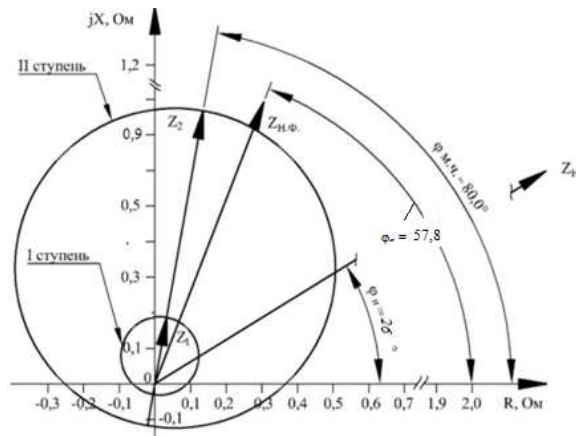


Рисунок 5.6 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

### 5.5.1 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

Ток ротора определяется по формуле (5.75):

$$I_{\text{вн ТЕР}}^{(2)} = \frac{I_{\text{ном р}} \cdot k_{\text{сх}}}{k_{\text{тт}} \cdot k_{\text{тп}}}, \quad (5.75)$$

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;

$I_{\text{ном р}}$  — номинальный ток ротора, паспортное значение, 980 А;

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

$k_{\text{тп}}$  — коэффициент трансформации преобразовательного трансформатора, 13,8/0,657;

$$I_{\text{вн ТЕР}}^{(2)} = \frac{980 \cdot 0,816}{\frac{200}{5} \cdot \frac{10,5}{0,475}} = 0,904 \text{ А.}$$

Уставка сигнального органа определяется по формуле (5.76):

$$I_{\text{Р СИГН}} = \frac{K_{\text{н}} \cdot I_{\text{ном.рот}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{ВОЗВ}}}, \quad (5.76)$$

$$I_{\text{Р СИГН}} = \frac{1,05 \cdot 904}{0,98} = 0,97 \text{ А.}$$

Уставка тока сигнального органа в относительны единицах определяется по формуле (5.77):

$$I_{p \text{ СИГН}}^{\text{о.е.}} = \frac{I_{P \text{ СИГН}}}{I_{\text{ВН ТЕ Р}}^{(2)}}, \quad (5.77)$$

$$I_{p \text{ СИГН}}^{\text{о.е.}} = \frac{0,97}{0,9} = 1,07 \text{ о. е.}$$

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

Уставка тока пускового органа в именованных единицах определяется по формуле (5.78):

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{ВН ТЕ Р}}^{(2)}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{ВН ТЕ Р}}^{(2)}, \quad (5.78)$$

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot 0,904}{0,98} = 0,99 \text{ А.}$$

В относительных единицах:

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{1,1 \cdot I_{\text{ВН ТЕ Р}}^{(2)}}{I_{\text{баз.ВН ТЕ Р}}^{(2)}} = 1,01 \text{ о. е.}$$

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в таблице 5.14, и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей.

Таблица 5.14 – Перегрузочная способность обмотки ротора

<b>Кратность перегрузки <math>\frac{I}{I_{\text{н}}}</math></b>	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
<b>Меньше или равно 100МВт</b>	длительно	250	180	160	120	90	72	45	20

Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора представлена на рисунке 5.7.

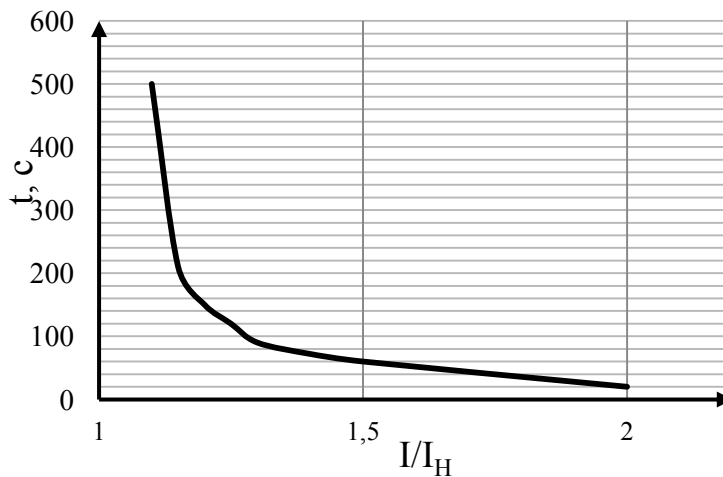


Рисунок 5.7 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

4) Орган токовой отсечки, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания определяется по формуле (5.79).

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{2,2 \cdot I_{\text{ВН ТЕР}}^{(2)}}{0,98} = 2,245 \cdot I_{\text{ВН ТЕР}}^{(2)}, \quad (5.79)$$

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{2,2 \cdot 0,904}{0,98} = 2,03 \text{ А.}$$

В относительных единицах:

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{2,245 \cdot I_{\text{ВН ТЕР}}^{(2)}}{I_{\text{баз.ВН ТЕР}}^{(2)}} = 2,07 \text{ о. е.}$$

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

### 5.5.2 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Исходя из расчета уставок, для защиты блока генератор-трансформатор было выбрано комплексное интеллектуальное устройство управления генератором, предназначенное для защиты, управления, измерения и контроля генераторов малой и средней величины производства ООО НПП «ЭКРА». Представлено в приложении А.



## 6 Компонровка и сооружения гидроузла

### 6.1 Состав и компоновка сооружений гидроузла

Грунт основания: песчаные, крупнообломочные и глинистые в твердом и полутвердом состоянии – II класс;

Установленная мощность ГЭС 201,6 МВт – III класс;

Число постоянно проживающих людей, которые могут пострадать при аварии примерно 2000 человек – II класс.

При сопоставлении критериев выбирается наивысший класс сооружения. Окончательно принимается – II класс ГТС

В силу большой ширины створа (832 м) возводимая плотина будет бетонной и грунтовой.

Здание ГЭС будет русловым, машинный зал расположится у левого берега реки. Так же существует грунтовая дорога, что упростит подвоз строительных материалов и оборудования к створу.

На левом берегу будет построено открытое распределительное устройство – ОРУ-220 кВ. Расположение машинного зала со стороны левого берега уменьшит требуемую длину перекидок.

Для определения и дальнейшего уточнения размеров плотины производится гидравлический расчет.

### 6.2 Определение отметки гребня грунтовой плотины и гребня быка

#### 6.2.1 Грунтовая плотина

Так как ширина створа 823 м, выполним глухие плотины из грунта.

Максимальная скорость ветра в районах проектирования гидроузла составляет  $V_w = 19$  м/с.

Длина разгона волны –  $L = 5800$  м.

За отметку гребня бетонной плотины  $\nabla_{ГБП}$  принимается отметка, высчитанная по формуле (6.1):

$$\nabla_{ГБП} = \nabla_{НПУ} + h_{гун1\%} + \Delta h_{set} + a, \quad (6.1)$$

Высота волны 1% определяется по формуле (6.2):

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i, \quad (6.2)$$

где  $\bar{h}$  – средняя высота волны, м;

$K_i$  – коэффициент, определяемый по графику в зависимости от значения  $\frac{gL}{V_w^2}$  (для глубоководной зоны);

$g$  – ускорение свободного падения;  
 $L$  – длина разгона волны, м;  
 $V_w$  – максимальная скорость ветра, м/с;

$\Delta h_{set}$  определим по формуле (6.3):

$$\Delta h_{set} = k_w \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cos \alpha = 0,00000201 \cdot \frac{19^2 \cdot 5800}{9,81 \cdot 19} \cdot \cos(0) = 0,022 \text{ м}, \quad (6.3)$$

где  $k_w$  – коэффициент, определяется по формуле (6.4);

$V_w$  – расчетная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды, м/с (в курсовом проекте скорость ветра для основного сочетания нагрузок (НПУ) задает преподаватель);

$L$  – длина разгона волны, м;

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

$$k_w = 3(1 + 0,3V_w) \cdot 10^{-7} = 3(1 + 0,3 \cdot 19) \cdot 10^{-7} = 0,00000201, \quad (6.4)$$

Для дальнейшего расчёта определим безразмерные комплексы по формуле (6.5) и (6.6):

$$\frac{g \cdot L}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 5800}{19^2} = 157,61, \quad (6.5)$$

$$\frac{g \cdot t}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{19} = 11152,42, \quad (6.6)$$

где  $t$  – время разгона волны, равное 6 часов.

### 6.2.2 Определение превышения гребня плотин над НПУ

Превышения гребня плотин над НПУ определим по формуле (6.7):

$$h_s = \Delta h_{set} + h_{run1\%} + a, \quad (6.7)$$

где  $a$  – запас 0,6 м, в зависимости от класса сооружения (в данном случае II класс);

$h_{1\%}$  – высота волны 1% обеспеченности.

### 6.2.3 Определение высоты ветрового нагона

Высоту ветрового нагона определим по формулам (6.8), (6.9):

$$\Delta h_{\text{set}} = 0,022 \text{ м,}$$

$$D = \text{НПУ} - \text{ДНО} = 109 - 71 = 38 \text{ м,} \quad (6.8)$$

$$\Delta h_{\text{set}} = 0,022 \text{ м,}$$

$$d = \frac{\text{НПУ} - \text{ДНА}}{2} = \frac{109 - 71}{2} = 19 \text{ м.} \quad (6.9)$$

#### 6.2.4 Определение высоты волны 1% обеспеченности для основного случая

Вычисляем безразмерные комплексы  $\frac{gL}{V_w^2}$  и  $\frac{gt}{V_w}$ , где  $t$  – период развития волн на водохранилище, принимаем  $t = 6 \text{ ч} = 21600 \text{ с}$ .

Из графика на рисунке 6.1 по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны с глубиной  $d > 0,5\bar{\lambda}_d$ , где дно не влияет на основные характеристики волн) по значениям  $\frac{gL}{V_w^2}$  и  $\frac{gt}{V_w}$  определяем параметры  $\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$  и  $\frac{g\bar{T}}{V_w}$ .

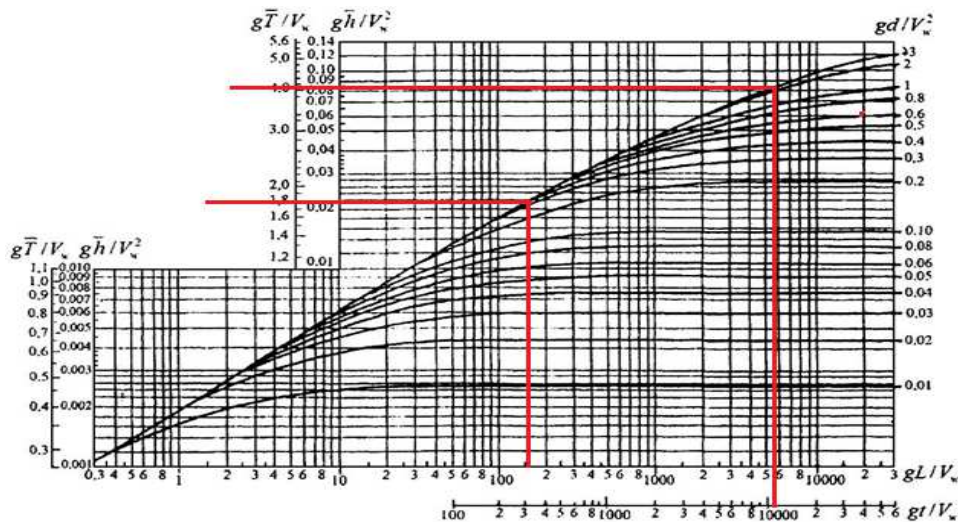


Рисунок 6.1 – Графики для определения элементов ветровых волн в глубоководной и мелководной зонах

Получаем две группы значений:

$$1) \quad \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,021; \quad \frac{g\bar{T}}{V_w} = 1,8,$$

$$2) \quad \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,08; \quad \frac{g\bar{T}}{V_w} = 4.$$

Вычисляем средний период и среднюю высоту волны по формулам (6.10), (6.11), выбирая меньшие значения:

$$\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,021; \quad \frac{g\bar{T}}{V_w} = 1,8,$$

$$\bar{h} = 0,021 \frac{V_w^2}{g} = 0,021 \frac{19^2}{9,81} = 0,77 \text{ м}, \quad (6.10)$$

$$\bar{T} = 1,8 \frac{V_w}{g} = 1,8 \frac{19}{9,81} = 3,48 \text{ с}. \quad (6.11)$$

Вычисляют среднюю длину волны по формуле (6.12):

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 3,48^2}{2 \cdot 3,14} = 18,91 \text{ м}. \quad (6.12)$$

Проверяем условие  $d > 0,5\bar{\lambda}_d$ . – выполнено.

Определяем высоту волны 1% обеспеченности формуле (6.13):

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i. \quad (6.13)$$

$K_i$  определяется по графику на рисунке 6.2.

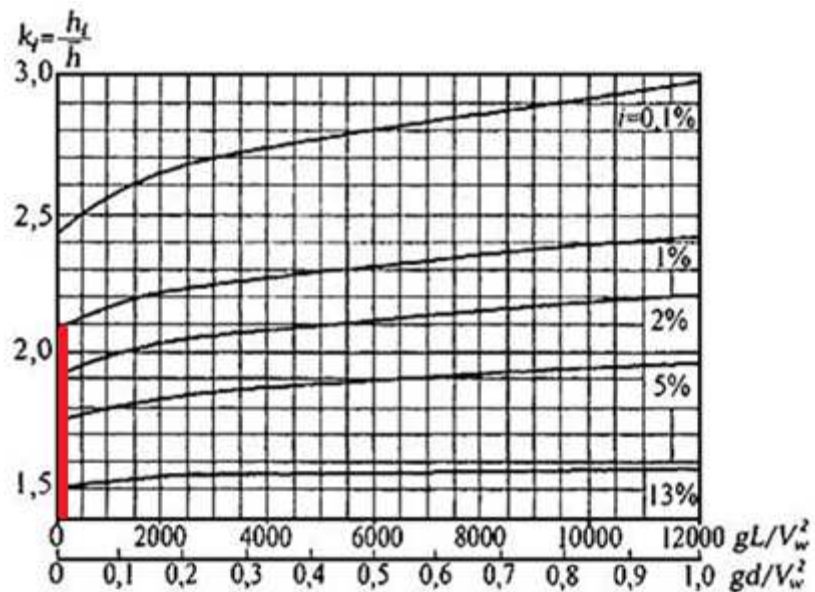


Рисунок 6.2 – График функции  $k_i = f(gL/V_w^2; gd/V_w^2)$

При  $\frac{gL}{V_w^2} = 157,61$   $K_i = 2,08$ ,

$$h_{1\%} = 0,77 \cdot 2,08 = 1,6 \text{ м},$$

$$a = 0,6.$$

Превышение гребня бетонной плотины над НПУ определим по формуле (6.14):

$$\nabla_{ГБП} = \nabla_{НПУ} + h_{1\%} + \Delta h_{set} + a, \quad (6.14)$$

$$\nabla_{ГБП} = 109,00 + 3,66 + 0,02 + 0,6 = 113,28 \text{ м.}$$

В конечном итоге принимаем отметку гребня бетонной плотины: 113,30 м.

Высоту наката волн 1 % обеспеченности на откос грунтовой плотины для фронтально подходящих волн определяем по формуле (6.15):

$$h_{run1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%}, \quad (6.15)$$

где  $k_r$  и  $k_p$  – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, принимаем по таблице на рисунке 6.3:

Конструкция крепления откоса	Относительная шероховатость $r / h_{1\%}$	Коэффициент $k_r$	Коэффициент $k_p$
Бетонные (железобетонные) плиты	-	1	0,9
Гравийно-галечниковое или каменное покрытие, бетонные (железобетонные) блоки	Менее 0,002	1	0,9
	0,005-0,01	0,95	0,85
	0,02	0,9	0,8
	0,05	0,8	0,7
	0,1	0,75	0,6
	Более 0,2	0,7	0,5
Примечание - Характерный размер шероховатости $r$ , м, следует принимать равным среднему диаметру зерен материала крепления откоса или среднему размеру бетонных (железобетонных) блоков.			

Рисунок 6.3 – Таблица конструкции крепления откоса

Выбираем  $k_r = 1, k_p = 0,9$ .

$k_{sp}$  – коэффициент, принимаемый по таблице;

$$k_{sp} = 1,1;$$

$k_{run}$  – коэффициент, принимаемый по рисунку 6.4 в зависимости от пологости волны  $\bar{\lambda}_d / h_{1\%}$  на глубокой волне определим отношение по формуле (6.16).

$$\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{1\%}} = \frac{18,98}{1,6} = 11,8, \quad (6.16)$$

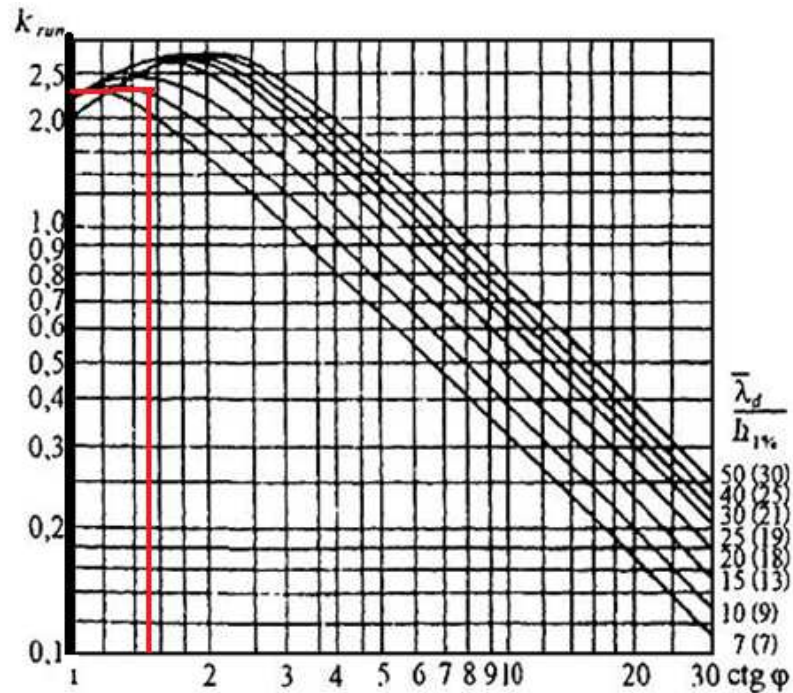


Рисунок 6.4 – функции  $k_{run} = f(\lambda_d/h_{1\%}; \text{ctg}\phi)$

$$k_{run} = 2,3,$$

$$h_{run1\%} = 0,9 \cdot 1 \cdot 1,1 \cdot 2,3 \cdot 1,6 = 3,64.$$

### 6.2.5 Вычисляем отметку гребня грунтовой плотины для основного сочетания нагрузок

Превышение гребня грунтовой плотины над НПУ определяется по формуле (6.17):

$$h_s = \Delta h_{set} + h_{run1\%} + a = 0,022 + 3,64 + 0,6 = 4,26 \text{ м.} \quad (6.17)$$

Принимаем отметку гребня грунтовой плотины:

$$\text{НПУ} + h_s = 109 + 4,26 = 113,26 \approx 113,30 \text{ м.}$$

## 6.3 Гидравлические расчеты

### 6.3.1 Определение ширины водосливного фронта

Исходные данные представлены в таблице 6.1

Таблица 6.1 – Исходные данные

Основной расход	Поверочный расход
Q 1%	Q 0,1%
2482	2741

Для установления возможности пропуска паводка через гидроагрегаты определяют напор на сооружение при основном и поверочном расчетном случае по формулам (6.18) и (6.119):

$$H_{\text{осн}} = \nabla \text{НПУ} - \text{УНБ}(Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}}), \quad (6.18)$$

$$H_{\text{пов}} = \nabla \text{ФПУ} - \text{УНБ}(Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}}), \quad (6.19)$$

$$H_{\text{осн}} = 109 - 78,44 = 30,56 \text{ м},$$

$$H_{\text{пов}} = 110 - 79,44 = 30,56 \text{ м}.$$

Определим расчётные расходы воды для основного и поверочного расчётного случая.

Определяют расход через один гидроагрегат при основном и поверочном расчётном случае, используя формулу мощности (6.20):

$$Q_{\text{га}}^{\text{осн(пов)}} = \frac{N_{\text{га}}}{9,81 \cdot (H_{\text{осн(пов)}} - \Delta h) \cdot \eta}, \quad (6.20)$$

где  $N_{\text{га}} = 50\,400$  кВт – установленная мощность одного гидроагрегата;

$H_{\text{осн}} = 30,56$  – напор в соответствии с кривыми связи при основном расходе;

$H_{\text{пов}} = 30,56$  – напор в соответствии с кривыми связи при основном расходе;

$\eta = 0,939$  – КПД гидротурбины.

$$Q_{\text{га}}^{\text{осн}} = \frac{50400}{9,81 \cdot (30,56 - 0,3) \cdot 0,939} = 180,8 \text{ м}^3/\text{с},$$

$$Q_{\text{га}}^{\text{пов}} = \frac{50400}{9,81 \cdot (30,56 - 0,3) \cdot 0,939} = 180,8 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов –  $m$ , должно быть не более:

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

$m = (n - 2)$  при числе гидроагрегатов от семи до двенадцати включительно;

$m = (n - 3)$  при числе гидроагрегатов от тринадцати до восемнадцати включительно;

$m = (n - 4)$  при числе гидроагрегатов более восемнадцати.

В данном случае  $m = 3$ .

Определим основной и поверочный расход через ГЭС по формулам (6.21), (6.22):

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} = Q_{\text{Га}}^{\text{осн}} \cdot m, \quad (6.21)$$

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} = Q_{\text{Га}}^{\text{пов}} \cdot m. \quad (6.22)$$

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} = 180,8 \cdot 3 = 542,4 \text{ м}^3/\text{с},$$

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} = 180,8 \cdot 3 = 542,4 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Определим средний расход сработки по формуле (6.23):

$$Q_c = \frac{V_{\text{по}} + V_{\text{пр}}}{T_{\text{ср}}}, \quad (6.23)$$

где  $V_{\text{по}} = 4,468 \text{ км}^3$  – полезный объём водохранилища;

$V_{\text{пр}} = 2,11 \text{ км}^3$  – объём потока за время сработки (по гидрографу маловодного года);

$T_{\text{ср}} = 18316800 \text{ с}$  – время сработки;

$$Q_c = \frac{4,468 \cdot 10^9 + 2,11 \cdot 10^9}{18316800} = 359,1 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

Расчетный расход воды через водосливную плотину для основного и поверочного расчетного случая определим по формулам (6.24) и (6.35):

$$Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} - Q_c, \quad (6.24)$$

$$Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}} = Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} - Q_c, \quad (6.25)$$

где  $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}}$  – максимальный основной расход, с учётом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 1% для II класса сооружений;

$Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}}$  – максимальный поверочный расход, с учётом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 0,1% для II класса сооружений;

$$Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = 2482 - 542,4 - 359,1 = 1580,4 \frac{\text{м}^3}{\text{с}},$$



$$Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}} = 2741 - 542,4 - 359,1 = 1839,4 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

Задаемся диаметров водовыпускного отверстия  $D$  от 1 до 5 метров, в нашем случае 3м.

Рассчитаем отметку водовыпуска ЦО по формуле (6.26):

$$\nabla_{\text{ЦО}} = \nabla_{\text{пола галереи}} + h_{\text{галереи}} + 3,5, \quad (6.26)$$

где  $\nabla_{\text{пола галереи}} = 71$  м – отметка пола галереи;

$h_{\text{галереи}} = 3$  м – высота галереи;

$$\nabla_{\text{ЦО}} = 71 + 3 + 3,5 = 77,5 \text{ м.}$$

Напор над центром выходного сечения водовыпуска  $H$  рассчитаем по формуле (6.27):

$$H = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} + \nabla_{\text{УМО}}}{2} - \nabla_{\text{ЦО}}, \quad (6.27)$$

$$H = \frac{109 + 100,72}{2} - 77,5 = 27,36 \text{ м.}$$

Определим расход через отверстие по формуле (6.28):

$$Q = \mu \cdot \omega \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot H}, \quad (6.28)$$

где  $\mu = 0,8$  – коэффициент расхода;

$\omega = 7,07 \text{ м}^2$  – площадь водовыпускного отверстия;

$$Q = 0,8 \cdot 7,07 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 27,36} = 131,02 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

Количество водопропускных отверстий равно:

$$n = \frac{Q_{\text{с}}}{Q} = \frac{359,12}{131,02} = 2,74 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

Принимаем количество водопропускных отверстий  $n = 3$ .

Ширина водосливного фронта определяется по формуле (6.29):

$$B = \frac{Q_{\text{р}}}{q_{\text{в}}}, \quad (6.29)$$

где  $q_B$  – удельный расход на водосливе, находим по формуле (6.30);

$$q_B = 1,25 \cdot q_p, \quad (6.30)$$

где  $q_p$  – удельный расход на рисберме находим по формуле (6.31);

$$q_p = V_{нр} \cdot h_{нб}, \quad (6.31)$$

где  $V_{нр}$  – не размывающая скорость для суглинка 3,5 м/с;

$h_{нб}$  – глубина воды в НБ при  $Q_{осн.мах 0,1\%} = 7,44$  м.

Таким образом:

$$q_p = 3,5 \cdot 7,44 = 26,04 \frac{м^3}{с},$$

$$q_B = 1,25 \cdot 26,04 = 32,55 \frac{м^3}{с},$$

$$B = \frac{1541,7}{32,55} = 48,6 \text{ м.}$$

Ширина водосливного фронта  $B$  должна быть целым числом, поэтому округляем  $B$  до 50 м. Стандартная ширина пролета  $b$  принимается в соответствии с тех.регламентом. Принимаем  $b = 10$ . В итоге: 5 пролетов по 10 м.

Толщина разрезного быка:

Березинский А.Р. рекомендует принимать толщину неразрезного быка в зависимости от ширины водосливного пролета. Примем толщину разрезного быка равной:  $\delta_b = 3$  м (принимаем  $\delta_b = 3$  м – для пролетов шириной  $b \leq 14$ )

### 6.3.2 Определение отметки гребня водослива

Используя формулу расхода через водослив, определим полный основной напор на водосливе в первом приближении по формуле (6.32), т.е. без учёта бокового сжатия и подтопления водослива:

$$H_{01осн} = \left( \frac{Q_{расч}^{осн}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.32)$$

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

$B$  – принимается только для водосливного фронта без быков ( $B = 48$ ).

Таким образом:

$$H_{01\text{осн}} = \left( \frac{1580,4}{0,49 \cdot 50 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,96.$$

Во втором приближении, с учётом бокового сжатия и подтопления, полный напор на водосливе определим по формуле (6.33):

$$H_{02\text{осн}} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_{\text{п}} \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.33)$$

где  $\varepsilon$  – коэффициент бокового сжатия;

$\sigma_{\text{п}}$  – коэффициент подтопления (в случае данной работы принимается равным 1).

Коэффициент бокового сжатия находим по формуле (6.34):

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \left( \frac{\xi + (n-1) \cdot \xi_0}{n} \right) \cdot \frac{H_{01}}{b}, \quad (6.34)$$

где  $b$  – ширина одного пролёта;

$n$  – число пролётов;

$\xi_0$  – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане и от формы верховой грани быка (в данном случае принимаем 0,45);

$\xi_y$  – коэффициент формы береговых устоев или промежуточных берегов водослива 0,7;

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \left( \frac{0,7 + (5 - 1) \cdot 0,45}{5} \right) \cdot \frac{5,96}{10} = 0,926.$$

Отсюда:

$$H_{02\text{осн}} = \left( \frac{1580,4}{0,49 \cdot 0,926 \cdot 1 \cdot 50 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,21 \text{ м.}$$

Напор на гребне водослива находим по формуле (6.35):

$$H = H_{02\text{осн}} - \frac{\alpha V_0^2}{2g}, \quad (6.35)$$

где  $V_0$  – скорость подхода потока к плотине находим по формуле (6.36);

$\alpha = 1,1$  коэффициент Кориолиса.

$$V_0 = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{(\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_6)}, \quad (6.36)$$

где –  $\nabla_{\text{НПУ}}$  и  $\nabla_{\text{дна}}$  отметка при нормальном подпорном уровне и сухого дна;  
 $B$  – принимается только для водосливного фронта без быков.

$$V_0 = \frac{1580,4}{(109 - 71) \cdot (50 + (5 - 1) \cdot 3)} = 0,67 \text{ м/с}.$$

Таким образом, напор на гребне водослива:

$$H = 6,21 - \frac{1,1 \cdot 0,67^2}{2 \cdot 9,81} = 6,19 \text{ м}.$$

Далее назначают  $H_{\text{ст}}$ , в нашем случае примем  $H_{\text{ст}} = 7$  м.  
 Рассчитаем отметку гребня водослива по формуле (6.37):

$$\nabla_{\text{ГВ}} = \nabla_{\text{НПУ}} - H_{\text{ст}}, \quad (6.37)$$

$$\nabla_{\text{ГВ}} = 109 - 7 = 102 \text{ м}.$$

### 6.3.3 Определение отметки ФПУ и верха быка

Используя формулу расхода через водослив, определим полный поверочный напор на водосливе в первом приближении по формуле (6.38), т.е. без учёта бокового сжатия и подтопления водослива:

$$H_{01\text{пов}} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.38)$$

где  $m$  – коэффициент расхода водослива безвакуумного профиля, принимаем  $m = 0,49$ ;

$B$  – принимается только для водосливного фронта без быков.

Таким образом:

$$H_{01\text{пов}} = \left( \frac{1839,4}{0,49 \cdot 50 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,59 \text{ м}.$$

Во втором приближении, с учётом бокового сжатия и подтопления, полный напор на водосливе находим по формуле (6.39):

$$H_{02\text{пов}} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_{\text{п}} \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.39)$$

где  $\varepsilon$  – коэффициент бокового сжатия;

$\sigma_n$  – коэффициент подтопления (в случае данной работы принимается равным 1).

Коэффициент бокового сжатия находим по формуле (6.40):

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \left( \frac{\xi + (n-1) \cdot \xi_0}{n} \right) \cdot \frac{H_{01}}{b}, \quad (6.40)$$

где  $b$  – ширина одного пролёта;

$n$  – число пролётов;

$\xi_0$  – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане и от формы верховой грани быка (в данном случае принимаем 0,45);

$\xi_y$  – коэффициент формы береговых устоев или промежуточных берегов водослива 0,7;

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \left( \frac{0,7 + (5-1) \cdot 0,45}{5} \right) \cdot \frac{6,59}{10} = 0,92.$$

Отсюда:

$$H_{02\text{пов}} = \left( \frac{1839,4}{0,49 \cdot 0,92 \cdot 1 \cdot 50 \cdot \sqrt{2} \cdot 9,81} \right)^{2/3} = 6,97 \text{ м.}$$

Напор на гребне водослива находим по формуле (6.41):

$$H_{\text{осн}} = H_{02\text{пов}} - \frac{\alpha V_0^2}{2g}, \quad (6.41)$$

где  $V_0$  – скорость подхода потока к плотине находим по формуле (6.42);

$\alpha = 1,1$  коэффициент Кориолиса.

$$V_0 = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{(\nabla_{\text{ФПУ}} - \nabla_{\text{дна}}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_6)}, \quad (6.42)$$

где  $\nabla_{\text{ФПУ}}$  и  $\nabla_{\text{дна}}$  отметка при нормальном подпорном уровне и сухого дна;

$B$  – принимается только для водосливного фронта без быков

$$V_0 = \frac{1839,4}{(110 - 71) \cdot (50 + (5 - 1) \cdot 3)} = 0,76 \text{ м/с.}$$

Таким образом, напор на гребне водослива:

$$H_{\text{пов}} = 6,97 - \frac{1,1 \cdot 0,76^2}{2 \cdot 9,81} = 6,93 \text{ м.}$$

Рассчитаем отмутку форсированного подпорного уровня по формуле (6.43):

$$\nabla\text{ФПУр} = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}}, \quad (6.43)$$

$$\nabla\text{ФПУр} = 102 + 6,93 = 108,93 \text{ м.}$$

Итоговая отметка ФПУ = 110,00 м.

Рассчитаем отмутку верха быка по формуле (6.44):

$$\nabla\text{ГБ} = \nabla\text{ГВ} + 1,6 \cdot H_{\text{ст}}, \quad (6.44)$$

$$\nabla\text{ГБ} = 102 + 1,6 \cdot 7 = 113,20 \text{ м.}$$

Построим профиль водосливной грани по данным, указанным в таблице 6.1, представленный на рисунке 6.1:

Таблица 6.2 – Данные для построения профиля водосливной грани

x	y	x	y	x	y	x	y	x	y
0	0,882	6,3	1,386	12,6	6,909	18,9	16,023	25,2	28,217
0,7	0,252	7	1,792	13,3	7,756	19,6	17,234	25,9	29,743
1,4	0,049	7,7	2,247	14	8,645	20,3	18,48	26,6	31,297
2,1	0	8,4	2,758	14,7	9,583	21	20,048	27,3	32,886
2,8	0,042	9,1	3,325	15,4	10,556	21,7	21,091	28	34,566
3,5	0,189	9,8	3,948	16,1	11,571	22,4	22,449		
4,2	0,42	10,5	4,627	16,8	12,6	23,1	23,835		
4,9	0,7	11,2	5,348	17,5	13,72	23,8	25,263		
5,6	1,022	11,9	6,111	18,2	14,854	24,5	26,726		

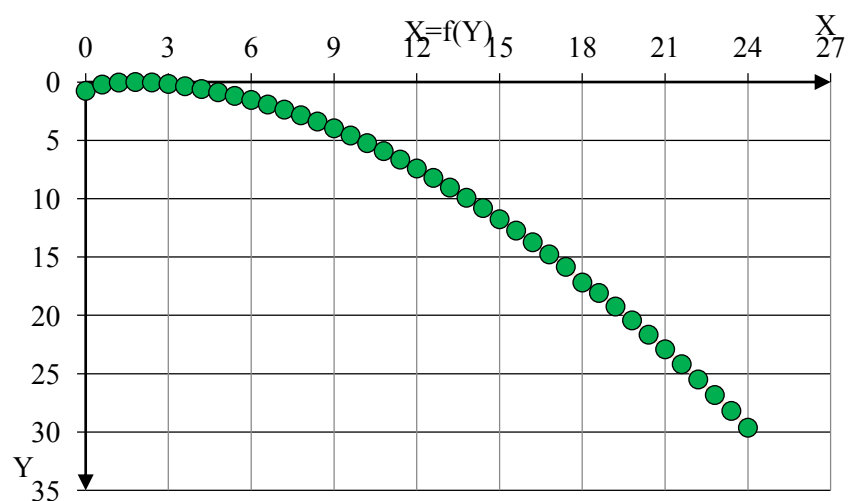


Рисунок 6.1 – Профиль водосливной грани

Величину радиуса назначают в зависимости от высоты плотины  $r_b$  и напора на водосливе  $H_{ст}$ , определим по рисунку 6.2.

В нашем случае  $R = 14,7$  м.

*Таблица 6-14*  
*Значения сопрягающих радиусов R в зависимости от напора на водосливе H и высоты водосливной плотины  $r_H$*

$r_H$ , м	H, м								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
10	3,0	4,2	5,4	6,5	7,5	8,5	9,6	10,6	11,6
20	4,0	6,0	9,7	8,9	10,0	11,0	12,2	13,3	14,3
30	4,5	7,5	9,7	11,0	12,4	13,5	14,7	15,8	16,8
40	4,7	8,4	11,0	13,0	14,5	15,8	17,0	18,0	19,0
50	4,8	8,8	12,2	14,5	16,5	18,0	19,2	20,3	21,3
60	4,9	8,9	13,0	15,5	18,0	20,0	21,2	22,2	23,2

Рисунок 6.2 – Значение сопрягающих радиусов

#### 6.4 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Вычисляем полную удельную энергию в сечении перед водосливом по формуле (6.45):

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{дна}, \quad (6.45)$$

$$T_0 = 109,00 - 71,00 = 38 \text{ м.}$$

Вычисляют критическую глубину потока с учетом всех водопропускных отверстий по формуле (6.46) (если добавлено дополнительное отверстие, его тоже учитывают):

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_p^2}{(B + \sum \delta_6)^2 g}}, \quad (6.46)$$

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

$\delta_6 = n - 1 = 3$  – количество промежуточных бычков.

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 1580,4^2}{(50 + (5-1) \cdot 3)^2 \cdot 9,81}} = 4,18 \text{ м.}$$

Вычисляем отношение по формуле(6.47):

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{38}{4,18} = 9,10. \quad (6.47)$$

Определяем значение коэффициента скорости  $\varphi$  в зависимости от длины сливной грани, в данном случае плотина высотой от 15 до 40 м (38 м) – средняя длина сливной грани, следовательно коэффициента скорости  $\varphi = 0,95$ .

По графику М.Д. Чертоусова на рисунке 6.3 в зависимости от коэффициента скорости  $\varphi$  и  $\xi_{T_0}$  определяют  $\xi_c' = 0,244$  и  $\xi_c'' = 2,8$ .

Вычисляем сопряженные глубины:  $h_c' = \xi_c' \cdot h_{кр} = 0,244 \cdot 4,18 = 1,019$  м;

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{кр} = 2,8 \cdot 4,18 = 11,69 \text{ м.}$$

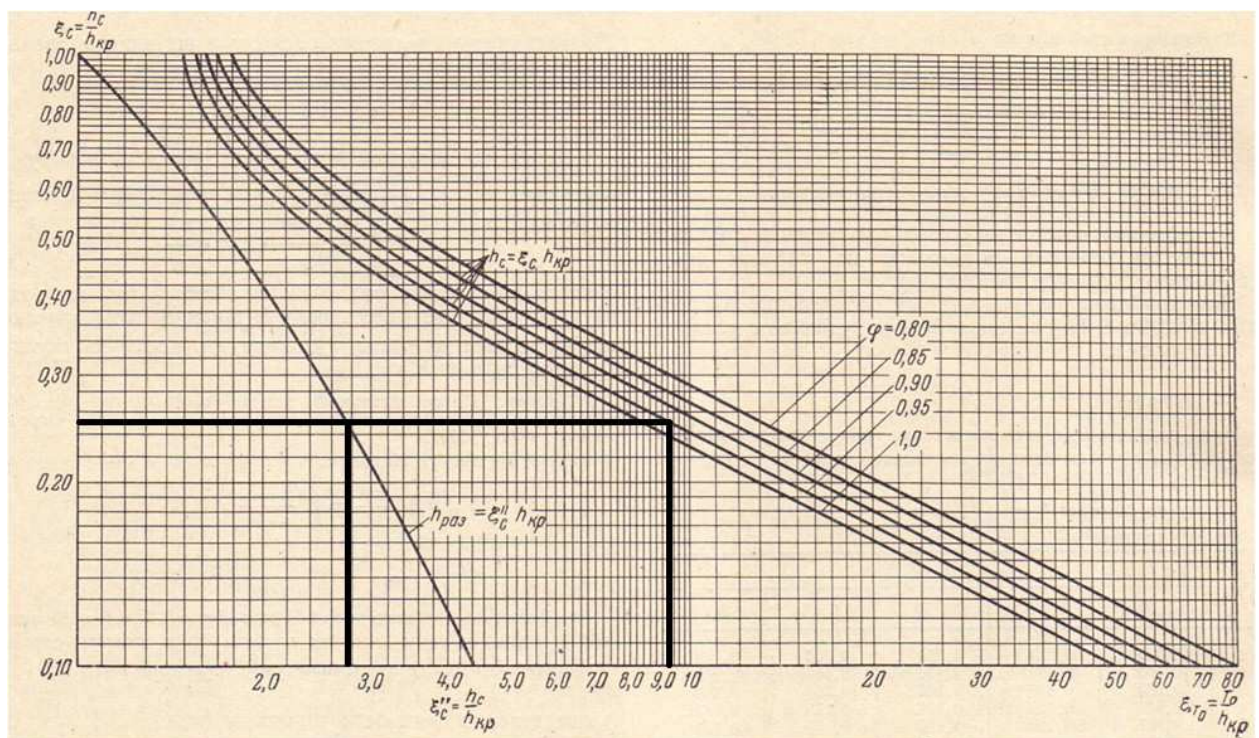


Рисунок 6.3 – График для определения глубины в сжатом сечении и глубины сопряженной с ней

$h_c'' = 11,69 \text{ м} > h_{НБ} = 7,44 \text{ м}$  – в НБ отогнанный прыжок.

Отогнанный прыжок за плотиной не допускается.

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

$$\text{Толщина плиты водобоя: } \delta_B = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h_c'},$$

где  $h_c' = 1,019$  м;



$v_c$  – скорость воды в сжатом сечении  $v_c = Q_p / \Omega_c$ ;

$\Omega_c$  – площадь потока в сжатом сечении рассчитаем по формуле (6.48);

$$\Omega_c = h'_c \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_B) = 1,019 \cdot (50 + (5-1) \cdot 3) = 63,18. \quad (6.48)$$

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

$$v_c = \frac{1580,4}{63,18} = 25,01 \text{ м/с};$$

$$\delta_{B1} = 0,15 \cdot 25,01 \cdot \sqrt{1,019} = 3,79 \text{ м}.$$

#### 6.4.1 Расчет водобойной стенки

Высоту стенки рассчитаем по формуле (6.49):

$$h_{ст} = \sigma \cdot h_c'' - H_{ст} = 1,1 \cdot 11,69 - 6,25 = 6,6 \text{ м}, \quad (6.49)$$

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

$h_c'' = 11,69$  м – определили выше.

$$H_{ст} = \left( \frac{q}{m \cdot \sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{\alpha \cdot q^2}{2g \cdot \sigma^2 h_c''^2}, \quad (6.50)$$

$$H_{ст} = \left( \frac{25,49}{0,35 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{1,1 \cdot 25,49^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 1,1^2 \cdot 11,69^2} = 6,25 \text{ м},$$

где  $q$  – удельный расход в сжатом сечении;

$m = 0,35$  – коэффициент расхода;

$\alpha = 1,1$  – коэффициент Кориолиса;

$h_c'' = 11,69$  – вторая сопряженная глубина.

Выполняется проверка сопряжения бьефов за стенкой по формуле (6.1) при:

$$T_0 = H_{ст} + h_{ст} = 6,25 + 6,6 = 12,9 \text{ м}. \quad (6.51)$$

Определяются сопряженные глубины по формуле (6.52):

$$h'_{c(1)} = \frac{q}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - 0)}} = \frac{25,49}{0,95 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 12,9 - 0}} = 1,68 \text{ м}. \quad (6.52)$$

Уточняется величину  $h'_{c(1)}$  по формуле (6.53):

$$h'_{c(2)} = \frac{q}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - h'_{c1})}} = h'_{c(2)} = \frac{25,49}{0,95 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (12,9 - 1,68)}} = 1,81 \text{ м.} \quad (6.53)$$

Вторая сопряженная глубина рассчитывается по формуле (6.54):

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

$$h''_c = \frac{1,81}{2} \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{4,18}{1,81} \right)^3} - 1 \right) = 8,1 \text{ м,}$$

где  $h_{кр} = 4,18$  м, определили выше.

Длина плиты рассчитывается по формуле (6.55):

$$l_{кл} = 3 \cdot h''_c = 3 \cdot 8,1 = 24,3 \text{ м.} \quad (6.55)$$

Так как  $h_{НБ} = 7,44$  м, а вторая сопряжённая глубина  $h''_c = 8,1$  м, следовательно, прыжок отогнанный, и гашение энергии не происходит при одной водобойной стенке.

#### 6.4.2 Расчет второй водобойной стенки

Высота стенки рассчитывается по формуле (6.56), (6.57):

$$h_{ст} = \sigma \cdot h''_c - H_{ст} = 1,1 \cdot 8,1 - 6,01 = 2,91 \text{ м,} \quad (6.56)$$

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

$h''_c = 7,8,1$  м – определили выше.

$$H_{ст} = \left( \frac{q}{m \sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{\alpha \cdot q^2}{2g \cdot \sigma^2 h''_c{}^2} = \left( \frac{25,49}{0,35 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{1,1 \cdot 25,49^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 1,1^2 \cdot 8,1^2} = 6,01 \text{ м,} \quad (6.57)$$

где  $q$  – удельный расход в сжатом сечении;

$m = 0,35$  – коэффициент расхода;

$\alpha = 1,1$  – коэффициент Кориолиса;

$h''_c = 8,1$  – вторая сопряженная глубина.

Выполняется проверка сопряжения бьефов за стенкой по формуле (6.58) при:

$$T_0 = H_{\text{ст}} + h_{\text{ст}} = 6,01 + 2,891 = 8,92 \text{ м.} \quad (6.58)$$

Определяются сопряженные глубины по формуле (6.59):

$$h'_{\text{с}(1)} = \frac{q}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - 0)}} = \frac{25,49}{0,95 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (8,92 - 0)}} = 2,02 \text{ м.} \quad (6.59)$$

Уточняется величину  $h'_{\text{с}(1)}$  по формуле (6.60):

$$h'_{\text{с}(2)} = \frac{q}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - h'_{\text{с}(1)})}} = \frac{25,49}{0,95 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (8,92 - 2,02)}} = 2,30 \text{ м.} \quad (6.60)$$

Вторая сопряженная глубина рассчитывается по формуле (6.61):

$$h''_{\text{с}} = \frac{h'_{\text{с}(2)}}{2} \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{h_{\text{кр}}}{h'_{\text{с}(2)}} \right)^3} - 1 \right), \quad (6.61)$$

$$h''_{\text{с}} = \frac{2,30}{2} \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{4,18}{2,30} \right)^3} - 1 \right) = 6,88 \text{ м,}$$

где  $h_{\text{кр}} = 4,018 \text{ м}$ , определили выше.

Так как  $h_{\text{НБ}} = 7,44 \text{ м}$ , а вторая сопряжённая глубина  $h''_{\text{с}} = 6,88 \text{ м}$ , следовательно, прыжок затоплен, и гашение энергии происходит при второй водобойной стенке.

Длина плиты водобоя рассчитывается по формуле (6.62):

$$l_{\text{к}2} = 3 \cdot h''_{\text{с}} = 3 \cdot 6,88 = 20,62 \text{ м,} \quad (6.62)$$

За водобоем выполняется рисберма, участок, предназначенный для успокоения и рассеяния потока. Толщина плит рисбермы 1-го ряда назначаем не половины толщины водобоя, далее по потоку толщина плит уменьшается, толщина плит последнего ряда не менее 0,5 м. Плиты имеют дренажные отверстия 0,15-0,25 м, на расстояние друг от друга 5 м. Концевой участок рисбермы выполняется в виде ковша.

Глубина ковша рассчитывается по формуле (6.63):

$$h_{\text{max}} = K_p \cdot \sqrt{\frac{q_p}{V_H}}, \quad (6.63)$$

где  $K_p$  – коэффициент, зависящий от условий размыва, принимаем 1,1;

$q_p$  – удельный расход на рисберме, равный  $26,04 \text{ м}^3/\text{с}$ ;

$V_H$  – неразмывающая скорость течения для грунта дна реки, для песчаного дна принимаем  $0,5 \text{ м/с}$ .

$$h_{\max} = 1,1 \cdot \sqrt{\frac{26,04}{0,5}} = 7,9 \text{ м.}$$

Дно ковша прикрывают слоем мелкого камня толщиной 1-3 м. Уклон откосов ковша 1:4-1:2.

## 6.5 Конструирование плотины

### 6.5.1 Определение ширины подошвы плотины

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

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

Ширина водосливной плотины по основанию рассчитывается по формуле (6.64):

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_b}{\rho_w}(1-n)+n(2-n)-\alpha_1}}, \quad (6.64)$$

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

$\rho_b$  – плотность бетона;

$\rho_w$  – плотность воды.

Высота плотины  $h$  рассчитывается по формуле (6.65):

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 109,00 - 64,70 = 44,30 \text{ м,} \quad (6.65)$$

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

Из условия устойчивости плотины на сдвиг по основанию ширина подошвы водосливной плотины определяется из выражения (6.66):

$$B_n^{II} = \frac{\gamma_n h}{\text{tg}\varphi \left( \frac{\rho_b}{\rho_w} + n - \alpha_1 \right)}, \quad (6.66)$$

где  $\gamma_n$  – коэффициент надежности по ответственности сооружения, принимаемый для I класса сооружения 1,25;

$\varphi$  – угол внутреннего трения для расчетов устойчивости ГТС,  $\varphi = 28^\circ$ .

Задаваясь различными значениями  $n$ , произведем расчет, расчеты приведены в таблице 6.3, и построим графики зависимостей  $B_n^I = f(n)$  и  $B_n^{II} = f(n)$  на рисунке 6.4.

Таблица 6.3 – Расчет зависимостей  $B_n^I = f(n)$  и  $B_n^{II} = f(n)$

$n$	$B^n$	$B''n$
0	23,25	52,62
0,15	24,43	48,77
0,2	24,91	47,61
0,3	26,01	45,45
0,4	27,38	43,47
0,5	29,12	41,66
0,6	31,39	39,99
0,7	34,50	38,45
0,8	39,07	37,03
0,9	46,62	35,71
1	62,65	34,48

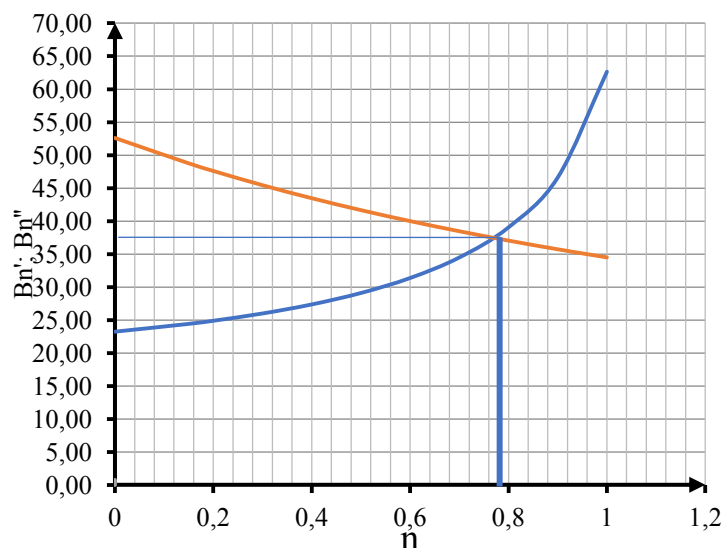


Рисунок 6.4– Пересечение кривых  $B_n^I = f(n)$  и  $B_n^{II} = f(n)$

Графики пересекаются в точке  $n = 0,78$  и  $B_n = 37,5$  м. Принимаем ширину подошвы плотины  $B_n = 38$  м.

### 6.6 Разрезка плотины швами

Швы устраиваются для обеспечения монолитности бетона секций плотины швами. На нескальном основании разрезку швами производят в основном по осям бычков, во избежании возможности заклинивания затворов. На песчаных – через 2-3 пролета. Расстояние между температурно – осадочными швами 20-40 м.

В водосбросных секциях с 2-3-мя пролетами для уменьшения температурных напряжений устраивают швы-надрезы между быком и водосливом от гребня до фундаментной плиты.

Деформационные температурно-осадочные швы устраивают вертикальными шириной 4-5 см в верхней части и 1-1,5 см в пределах фундаментной плиты. Ширина швов-надрезов – 1-2 см.

## 6.7 Быки

Головная часть быка имеет обтекаемую в плане форму.

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

В быках устроены пазы для рабочих и аварийно-ремонтных затворов, под защитой которых выполняются ремонтные работы, рисунок 6.5.

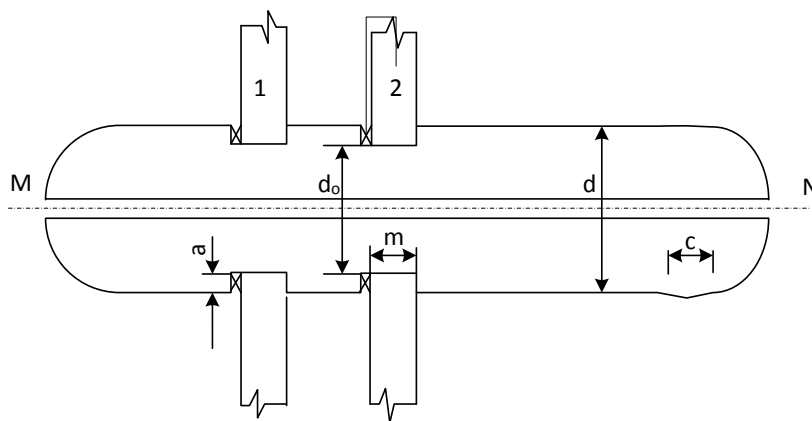


Рисунок 6.5- Схема разрезного быка в плане

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

## 6.8 Устои

Устои плотин предназначены для защиты примыкающей к водосливу земляной плотины, или берега от размыва водой, сбрасываемой через водослив; для обеспечения плавного подхода потока к водосливу и плавного его растекания в НБ и тд.

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

сопряжения водосливной плотины с грунтовой или с берегом (береговой устой).

### **6.9 Дренаж и галереи в теле бетонной плотины**

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи. По высоте плотины галереи располагаем через 15 м, одну из продольных галерей следует проектировать выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотины.

Габариты для смотровых галерей принимаем 2х2,5м. Отметки которых –  $\nabla 72,80$  м и  $\nabla 87,80$  м.

### **6.10 Определение ширины плотины по гребню**

Ширина плотины по гребню включает ширину проезжей части, пешеходной дорожки и место для козлового крана. Проезжая часть принимается шириной 9 м, ширина пешеходной дорожки – 3 м, ширина путей козлового крана – 17,5 м. Безопасное расстояние между козловым краном и автодорогой принимается 2 м. Расстояние между путями козлового крана и верховой гранью быка принимается 2 м. Таким образом, ширина плотины по гребню принимается равной 33,2 м.

### **6.11 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины**

#### **6.11.1 Дренажные устройства в основании**

На нескальном основании обычно применяю 2-х или 3х-слойный пластовый дренаж под всей площадью водобоя и рисбермы.

#### **6.11.2 Шпунтовые стенки и завесы**

В гидротехническом строительстве применяют шпунты стальные, железобетонные и реже деревянные. Стальные шпунтовые противofильтрационные стенки толщиной 8÷10 мм устраивают из плоского (ШП) или корытообразного (ШК) шпунта, который выпускается длиной 12÷25 м. Чаще всего применяют плоский шпунт.

Железобетонные шпунты могут применяться не только в мягких грунтах, но даже в щебенистых. Толщина шпунта 10÷15 см. Водонепроницаемость достигается устройством специального замка. Преимуществом железобетонных шпунтов является возможность изготовления их на стройке.

Длину королевого висячего шпунта, устраиваемого у верхней грани фундаментной плиты, принимают равной  $(0,5 \div 1,5)H$ , где  $H$  – напор на сооружении, но не более 20÷22 м. Забивку королевого шпунта обычно производят

на глубину до  $0,5H$ , а на низких плотинах до  $1,5H$ . В данном случае длина шпунта 20 м.

### 6.11.3 Понур

Назначение понура – уменьшать фильтрационный расход и снижать противофильтрационное давление в основании плотины путем удлинения путей фильтрации. На песчаных основаниях устраивают гибкие малопроницаемые понуры.

Минимальная толщина грунтового понура – 0,5 м, а в месте примыкания к плотине 1÷3 м.

Длина понура составляет обычно  $(1÷1,5)H$ , но не более  $(2÷2,5)H$ . Большая величина назначается в схеме с висячим шпунтом (шпунтом, не доведенным до водоупора)

## 6.12 Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины

### 6.12.1 Вес сооружения

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

$$S_{пл} = 1136,13 \text{ м}^2; S_б = 1900 \text{ м}^2.$$

Вес 1 п.м водосливной части плотины рассчитывается по формуле (6.67):

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot \rho_б}{b + \delta_б} = \frac{1136,13 \cdot 8 \cdot 9,81 \cdot 2400}{8 + 3} = 19453,85 \text{ кН/м}, \quad (6.67)$$

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

$b$  – ширина пролета;

$\rho_б$  – плотность бетона;

$\delta_б$  – толщина быка.

Вес быка рассчитывается по формуле (6.68):

$$G_б = \frac{S_б \cdot \delta_б \cdot g \cdot \rho_б}{b + \delta_б} = \frac{1900 \cdot 4 \cdot 9,81 \cdot 2400}{8 + 3} = 12200,07 \text{ кН/м}. \quad (6.68)$$

Вес плоского затвора определяем по формуле А.Р.Березинского (6.69):

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f} \cdot g = 0,055 \cdot 68 \cdot \sqrt{68} \cdot 9,81 \approx 302,55 \text{ кН}, \quad (6.69)$$

где  $f$  – площадь затвора рассчитывается по формуле (6.70):



$$f = (\nabla\Phi_{ПУ} - \nabla\Gamma_B + 0,5) \cdot b; \quad (6.70)$$

$$f = (110,00 - 102,00 + 0,5) \cdot 8 = 68 \text{ м}^2.$$

Вес затвора приводим к 1 п.м по формуле (6.71):

$$q_{расч}^3 = \frac{Q_3}{b+\delta_6} = \frac{302,54}{8+3} = 27,50 \text{ кН/м}. \quad (6.71)$$

### 6.12.2 Расчёты гидростатического давления

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды: Со стороны верхнего бьефа рассчитывается по формуле (6.72), (6.73):

$$T_B = \frac{\rho_w g h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 44,30^2}{2} = 9626,01 \text{ кН/}, \quad (6.72)$$

$$h_1 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 109,00 - 64,70 = 44,30 \text{ м}. \quad (6.73)$$

Со стороны нижнего бьефа рассчитывается по формуле (6.74), (6.75):

$$T_H = \frac{\rho_w g h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 8,10^2}{2} = 321,82 \text{ кН/м}, \quad (6.74)$$

$$h_2 = \nabla\text{НБ}_{\min} - \nabla\text{ПОД} = 72,80 - 64,70 = 8,1 \text{ м}, \quad (6.75)$$

где  $\nabla\text{НБ}_{\min} = 72,80$  – уровень воды в НБ при  $Q_{сан} = 95 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Гидростатическое давление пригруза со стороны нижнего бьефа рассчитывается по формуле (6.76):

$$W_{пр} = \gamma_B \cdot S_{эп} = 10 \cdot 33,44 = 334,4 \text{ кН}. \quad (6.76)$$

Гидростатическое давление пригруза со стороны верхнего бьефа рассчитывается по формуле (6.77):

$$W_{пр} = \gamma_B \cdot S_{эп} = 10 \cdot 149,12 = 1491,2 \text{ кН}. \quad (6.77)$$

### 6.12.3 Равнодействующая взвешивающего давления

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

Сила взвешивающего давления для основного случая рассчитывается по формуле (6.78):

$$W_{\text{взв}} = S \cdot \rho_w \cdot g, \quad (6.78)$$

$$W_{\text{взв}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 342,08 = 3355,80 \text{ кН/м.}$$

### 6.12.4 Сила фильтрационного давления

Подземный контур плотины со всеми элементами вычерчивают в определенном масштабе. За непроницаемую часть контура принимают: длину линии тока от начала понура до первого вертикального дренажа (при основном и поверочном случаях), а также длину линии тока от начала понура до рисбермы (при основном случае), тем самым учитывают возможность выхода из строя дренажа основания.

Площадь эпюры фильтрационного давления рассчитывается по формуле (6.79):

$$S_{\phi} = 433,28 \text{ м}^2,$$

$$W_{\phi} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\phi} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 433,28 = 4250,47 \text{ кН/м.} \quad (6.79)$$

Эпюра фильтрационного давления представлен на рисунке 6.6.

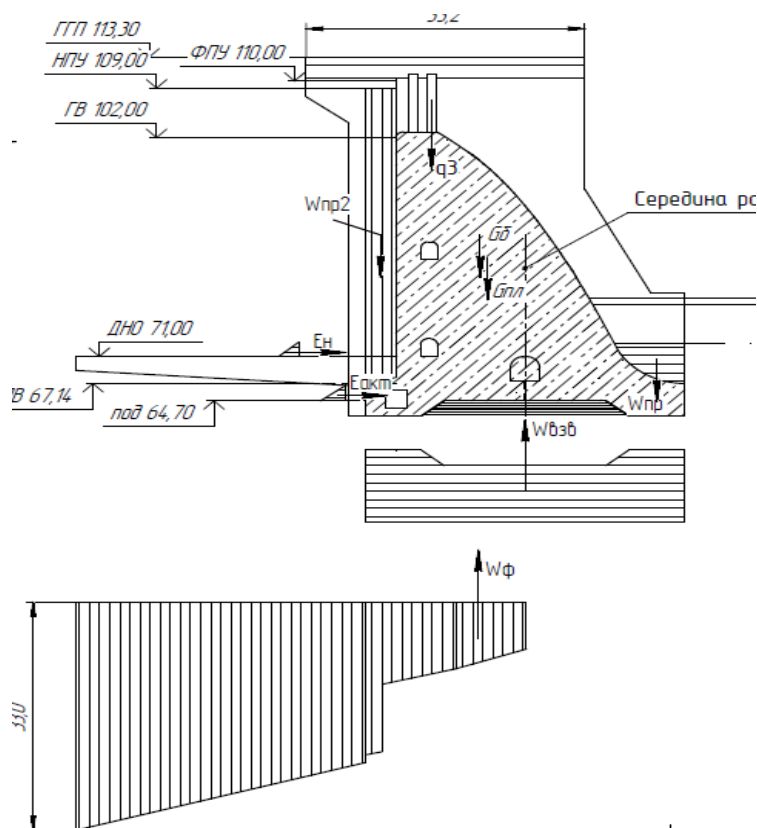


Рисунок 6.6 – Эпюра фильтрационного давления

### 6.12.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань рассчитывается по формуле (6.80):

$$p_H = \gamma_H h_H \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{\varphi_H}{2} \right) = 11 \cdot 3 \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{20}{2} \right) = 16,17 \text{ кН/м}^2, \quad (6.80)$$

где  $\gamma_H$  – удельный вес наносов во взвешенном состоянии ( $9 \div 13$ ) кН/м<sup>3</sup>, принимаем  $\gamma_H = 11$  кН/м<sup>3</sup>;

$h_H$  – толщина слоя наносов, принимаем от уровня заиления дна,  $h_H = 3$  м;  
 $\varphi_H = (20^\circ - 22^\circ)$  – угол внутреннего трения наносов,  $\varphi_H = 20^\circ$ .

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м. рассчитывается по формуле (6.81):

$$E_H = \frac{p_H h_H}{2} = \frac{16,17 \cdot 3}{2} = 24,25 \text{ кН/м}. \quad (6.81)$$

Активное давление грунта основания со стороны ВБ определяется следующим образом по формулам (6.82), (6.83), (6.84). В точке на границе слоя наносов и верхнего слоя грунта, боковое давление грунта определяют дважды: считая эту точку принадлежащей слою наносов  $p_H$ , а затем слою грунта, пригруженному весом наносов:

$$p_{A.гр}' = \gamma_H h_H \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot \operatorname{tg} \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right), \quad (6.82)$$

$$p_{A.гр}' = 11 \cdot 3 \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{28}{2} \right) - 2 \cdot 13 \cdot \operatorname{tg} \left( 45 - \frac{28}{2} \right) = 1,4 \text{ кН/м}^2,$$

$$p_{A.гр}'' = (\gamma_H h_H + \gamma_{взв гр} h_{гр}) \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot \operatorname{tg} \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right), \quad (6.83)$$

$$p_{A.гр}'' = (11 \cdot 3 + 21,6 \cdot 4,8) \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{28}{2} \right) - 2 \cdot 13 \cdot \operatorname{tg} \left( 45 - \frac{28}{2} \right) = 38,11 \text{ кН/м}^2,$$

$$\gamma_{взв гр} = \gamma_{гр} - (1 - n_0) \gamma_w = 26,5 - (1 - 0,5) \cdot 9,81 = 21,6 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}, \quad (6.84)$$

где  $c$  – сцепление грунта, равное 13 кПа;

$\gamma_{гр}$  – удельный вес сухого грунта, принимаем равным 26,5 кН/м<sup>3</sup>;

$n_0$  – пористость сухого грунта, равная 0,5;

$\gamma_w$  – удельный вес воды;

$h_{гр}$  – толщина слоя грунта от низа водобойной плиты до подошвы, равная 4,8 м;

$\varphi_{гр}$  – угол внутреннего трения, равный  $28^\circ$ , исходя из основания.

Равнодействующая активного давления грунта с учетом наносов на 1 п.м. равна площади эпюры рассчитывается по формуле (6.85):

$$E_{акт} = S_{эп} = \left( \frac{p_{А.гр}' + p_{А.гр}''}{2} \right) h_{гр} = \left( \frac{1,4 + 38,11}{2} \right) \cdot 1 = 31,61 \text{ кН/м.} \quad (6.85)$$

Пассивное давление грунта основания со стороны НБ отсутствует.

### 6.12.6 Расчёт волнового давления

Равнодействующая волнового давления при основном и особом сочетании нагрузок и воздействий может быть определена по формуле (6.86):

$$W_{волн} = 0,5 \cdot \rho_v \cdot g \cdot h_{1\%} \cdot \left( \frac{\bar{\lambda}_d}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (6.86)$$

$$W_{волн} = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 1,61 \cdot \left( \frac{18,99}{3,14} + \frac{0,43}{2} \right) = 49,36 \text{ кН,}$$

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

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

$h_0$  – средняя высота волны рассчитывается по формуле (6.87).

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}_d} = \frac{3,14 \cdot 1,61^2}{18,99} = 0,43 \text{ м.} \quad (6.87)$$

Плечо силы  $W_{волн}$  относительно уровня покоя верхнего бьефа рассчитывается по формулам (6.88), (6.89), (6.90):

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}_d}{2 \cdot \pi} - \frac{3}{8} \cdot h_{1\%} = \frac{18,99}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 1,61 = 2,42 \text{ м,} \quad (6.88)$$

$$M_{волны} = W_{волны} \cdot l_{волны} = 49,36 \cdot 41,88 = 2066,99 \text{ кНм,} \quad (6.89)$$

$$l_{волны} = \nabla_{НПУ} - y_c - \nabla_{ПОД}, \quad (6.90)$$

$$l_{волны} = 109,00 - 2,42 - 64,70 = 41,88 \text{ м.}$$

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

### 6.13 Оценка прочности плотины

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

Для удобства расчетов составляется таблица 6.4, в которую внесены все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке.

Точки приложения равнодействующих сил рассчитаны с помощью программы AutoCAD.

Таблица 6.4 – Основные нагрузки на плотину

№ п/п	обозначение силы	$\gamma_f$	Направление силы	Сила, кН	Плечо, м	Момент кН*м
1	Тв	1	→	9626,01	14,40	138614,59
2	(Тн)	1	←	321,82	2,66	856,03
3	(Ен)	1,2	→	29,11	0,56	16,30
4	Wволн	1	→	49,36	36,80	1816,28
5	Gб	0,95	↓	11590,07	-5,34	-61890,97
6	Gпл	0,95	↓	18481,16	-4,43	-81871,53
7	Wпр1(нб)	1	↓	334,40	15,60	5216,64
8	Wвзв	1	↑	4080,96	0,00	0,00
9	Wф	1	↑	4407,44	1,10	4848,18
10	qз	0,9	↓	24,75	8,80	217,83
11	Еав	1,2	→	37,93	1,60	60,69
12	Wпр2(вб)	1	↓	1491,20	17,20	25648,64
			↑↓	N		∑M
			сумма	23433,18		33532,69

Момент рассчитываем по формуле (6.91):

$$\sum M = 33532,69 \text{ кН} \cdot \text{м},$$

$$\sum N = G_{пл} + G_b + q_z - W_{вз} - W_{ф} + W_{пр1} + W_{пр2}, \quad (6.91)$$

$$\sum N = 23433,18 \text{ кН}.$$

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

Для верховой грани рассчитываем по формуле (6.92):

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_n} + \frac{6 \cdot \sum M}{B_n^2} = -\frac{23433,18}{38} + \frac{6 \cdot 33532,69}{38^2} = -477,33 \text{ кН/м}^2, \quad (6.92)$$

где N – нормальная сила, сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

$B_n$  – ширина подошвы плотины.

Для низовой грани рассчитываем по формуле (6.93):

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_B \cdot H_d \cdot (1 - m_u^2), \quad (6.93)$$

$$H_d = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ПОД} = 110 - 64,70 = 44,30, \quad (6.94)$$

где  $H_d^u$  – напор над сечением со стороны ВБ рассчитываем по формуле (6.94).

$$m_u = \operatorname{tg} \alpha_1 = 0,$$

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

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам рассчитываем по формуле (6.95):

$$\sigma_x^u = -477,33 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot 44,30 \cdot (1 - 0^2) = -434,58 \text{ кН/м}^2. \quad (6.95)$$

Касательные напряжения у верховой грани рассчитываем по формуле (6.96):

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_B \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u, \quad (6.96)$$

$$\tau_{xy}^u = (9,81 \cdot 44,30 - 477,33) \cdot 0 = 0 \text{ кН/м}^2.$$

Главные напряжения рассчитываем по формулам (6.97) и (6.98):

$$\sigma_3^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_B \cdot H_d^u \cdot m_u^2, \quad (6.97)$$

$$\sigma_3^u = -477,33 \cdot (1 + 0^2) + 9,81 \cdot 44,30 \cdot 0^2 = -477,33 \text{ кН/м}^2,$$

$$\sigma_1^u = -\gamma_B \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 44,30 = -434,58 \text{ кН/м}^2. \quad (6.98)$$

Для низовой грани рассчитываем по формулам (6.99), (6.100):

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_n} - \frac{6 \cdot \sum M}{B_n^2} = -\frac{23433,18}{38} - \frac{6 \cdot 33532,69}{38^2} = -756,00 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (6.99)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_B \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2); \quad (6.100)$$

$$\sigma_x^t = -756,00 \cdot 0,78^2 - 9,81 \cdot 8,10 \cdot (1 - 0,78^2) = -492,42 \text{ кН/м}^2,$$

$$H_d^t = \nabla \text{УНБ}_{\min} - \nabla \text{ПОД} = 72,80 - 64,70 = 8,1 \text{ м}, \quad (6.101)$$

где  $H_d^t$  – напор над расчетным сечением со стороны НБ, рассчитываем по формуле (6.101).

$$m_t = \operatorname{tg} \alpha_2 = \operatorname{tg} 38^\circ = 0,78, \quad (6.102)$$

где  $\alpha_2$  – угол между низовой гранью и вертикалью.

Касательные напряжения у низовой грани рассчитываем по формуле (6.103):

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_B \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t; \quad (6.103)$$

$$\tau_{xy}^t = -(9,81 \cdot 8,1 - 756,00) \cdot 0,78 = 528,57 \text{ кН/м}^2.$$

Главные напряжения рассчитываем по формулам (6.104), (6.105):

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_B \cdot H_d^t \cdot m_t^2, \quad (6.104)$$

$$\sigma_3^t = -756,00 \cdot (1 + 0,78^2) + 9,81 \cdot 8,1 \cdot 0,78^2 = -1168,96 \text{ кН/м}^2;$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_B \cdot H_d^t = -9,81 \cdot 8,1 = -79,46 \text{ кН/м}^2. \quad (6.105)$$

Расчет основных краевых напряжений сведены в таблицу 6.5.

Таблица 6.5 – Расчет краевых напряжений, действующих на плотину

Напряжение	Верховая грань	Низовая грань
$\sigma_y$	-477,33	-756,00
$\sigma_x$	-434,58	-492,42
$\tau_{xy}$	0,00	528,57
$\sigma_1$	-434,58	-79,46
$\sigma_3$	-477,33	-1168,96

Эпюры краевых напряжений в горизонтальном сечении по подошве представлены на рисунке 6.7

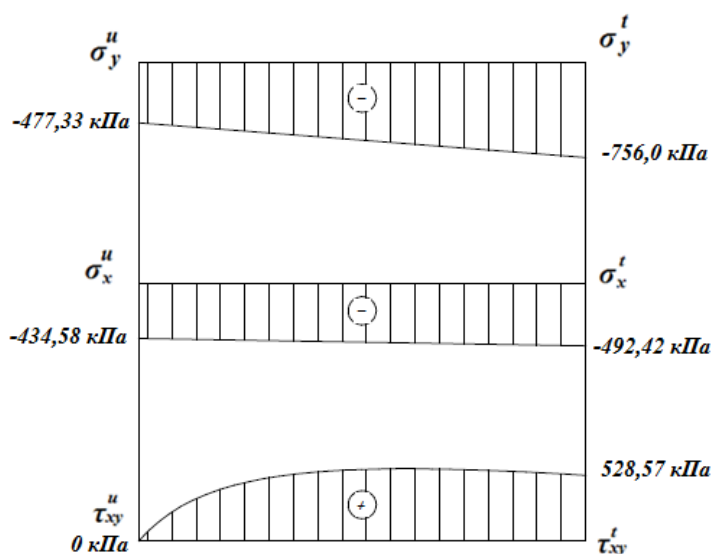


Рисунок 6.7 – Эпюры краевых напряжений в горизонтальном сечении по подошве

### 6.13.1 Критерии прочности плотины

После определения напряжений, проверяем сооружение на прочность. Для этого нужно, чтобы выполнялись условия (6.106) и (6.107):

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{1c} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.106)$$

где  $\gamma_n = 1,2$  – коэффициент надежности в зависимости от класса сооружения;

$$|\sigma_3| = 1168,96 \text{ кН/м}^2;$$

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

$\gamma_{cd} = 0,95$  – коэффициент условий работы.

$$R_b \geq \frac{1,2 \cdot 1 \cdot 1168,96}{0,95}. \quad (6.107)$$

Условие выполняется, т.к.:

$$1402,75 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \leq 2800 \text{ кН/м}^2.$$

Исходя из данного условия, предварительно принимается класс бетона В5 с расчетным сопротивлением бетона на сжатие  $R_b = 2800 \text{ кН/м}^2$ , который необходимо уложить в зоне с максимальными сжимающими напряжениями.

2. На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений, нужно, чтобы выполнялось условие (6.108):

$$\sigma_y^u < 0, \quad (6.108)$$

$$-477,33 < 0.$$

3. В зоне верховой грани плотины нужно, чтобы выполнялось условие (6.109):

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_B \cdot H_d^u, \quad (6.109)$$

$$|-477,33| \geq 0,25 \cdot 9,81 \cdot 44,30,$$

$$477,33 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 108,64 \text{ кН/м}^2.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиям прочности.

### 6.13.2 Расчёт устойчивости плотины



Устойчивость бетонных плотин на скальных основаниях определяется несущей способностью основания.

При поступательной форме сдвига плотина будет устойчива, если выполняется условие (6.110):

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{1c}} \geq \gamma_n, \quad (6.110)$$

где  $\gamma_n = 1,2$ , – коэффициент надежности по назначению сооружения;

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

$\gamma_{cd} = 0,95$  – коэффициент условий работы;

$R$  – расчетное значение обобщенной несущей способности рассчитывается по формуле (6.111).

$$R = (G_{пл} + G_6 - W_{взв} - W_\phi + q_3 + W_{прНБ} + W_{прВБ}) \cdot \operatorname{tg}\varphi + E_{ан} \cdot \gamma_c + c \cdot B, \quad (6.111)$$

$$R = (18481,16 + 11590,07 - 3355,80 - 4250,48 + 24,75 + 334,40 + 1491,20 \cdot 0,53 + 22,56 \cdot 0,7 + 13 \cdot 38 = 12975,77 \text{ кН/м.}$$

где  $\operatorname{tg}\varphi = 0,53$  – внутреннее трение грунта основания;

$c = 13 \text{ кН/м}^2$  – сцепление для песка;

$B_{п} = 38 \text{ м}^2$  – ширина подошвы плотины;

$\gamma_c$  – коэффициент условия работы для пассивного давления грунта, принимаем  $\gamma_c = 0,7$ .

$$F = T_v - T_n + W_{волн.} + E_n + E_{акт}, \quad (6.112)$$

$$F = 9626,01 - 321,82 + 49,36 + 29,11 - 37,93 = 9420,59 \text{ кН/м.}$$

Таким образом, условие на устойчивость:

$$\frac{12975,77 \cdot 0,95}{9420,59 \cdot 1} \geq 1,2,$$

$$1,30 \geq 1,2.$$

Разница в 8,3%, что является допустимым значением. Сооружение соответствует условиям устойчивости против сдвига по основанию.

## **7 Мероприятия по охране окружающей среды**

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

При строительстве Слудинского ГУ выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- отсыпка перемычек;
- подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений;
- строительство поселка для эксплуатирующего персонала.

В период строительства предусмотрены мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по минимизации воздействия на окружающую среду непосредственно от строительства.

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе 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:

- формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
- изменение процессов переноса и седиментации наносов;
- формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды Катуня в нижнем бьефе Слудинского гидроузла;
- формирование нового гидробиологического режима и изменение биологической продуктивности водного объекта из-за смены речного типа экосистемы на озерный.

Помимо этого, требуется произвести очистку ложа от древесной и кустарниковой растительности.

При проектировании мероприятий по инженерной защите населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления, берегообрушения, предусматриваются:

- технические мероприятия, 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.

Природоохранные мероприятия при строительстве и эксплуатации ГЭС осуществляются в соответствии со следующими законодательными и нормативными документами:

Конституция РФ (принята на всенародном голосовании 12 декабря 1993 г.);

Федеральный закон «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 10.01.2002;

Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» № 96-ФЗ от 04.05.1999;

Федеральный закон «Об отходах производства и потребления» № 89-ФЗ от 24.06.1998;

Федеральный закон «О животном мире» № 52-ФЗ от 13.12.1996;

Федеральный закон «Об особо охраняемых природных территориях» (14 марта 1995 года № 33-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 10.05.2007 № 69-ФЗ);

Федеральный закон «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения» (30 марта 1999 года № 52-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 01.12.2007 № 309-ФЗ);

Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений» (21 июля 1997 года № 117-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 23.12.2003 №186-ФЗ);

Федеральный закон «Об экологической экспертизе» (23 ноября 1995 года №174-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 16.05.2008 № 75-ФЗ);

Федеральный закон «О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов» (20 декабря 2004 года №166-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 06.12.2007 № 333-ФЗ);

Земельный кодекс РФ № 136-ФЗ от 25.10.2001;

Водный кодекс РФ № 74-ФЗ от 03.06.2006 (изм. 31.10.2016 г.);

Лесной кодекс РФ № 200-ФЗ от 04.12.2006;

Другие нормативные документы РФ.

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

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СТО РусГидро 06.02.76-2011 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ», в соответствии с которыми:

- разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора;
- состав и объемы работ по подготовке ложа водохранилища и зоны затопления определяются в разделе "Санитарно-технические условия по подготовке ложа водохранилища", представляемого на согласование в составе материалов по выбору площадок для строительства;
- мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантных проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ. Указанные материалы должны приводиться в соответствующих разделах проекта. работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища;
- работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища;
- мероприятия, предусмотренные проектом для достижения нормативных показателей качества воды в водохранилище и нижнем бьефе, должны осуществляться с опережением сроков возведения основных гидротехнических сооружений и завершиться до начала заполнения водохранилища.

Создание водохранилища влечет за собой необходимость в переселении жителей из зоны затопления. Все населенные пункты, предприятия, здания и сооружения, расположенные в зонах постоянного и временного затопления (в период половодий и зимних зарегулированных уровней в нижних бьефах), подтопления и берегообрушения подлежат переносу или инженерной защите в соответствии с требованиями СНиП П-60-75 «Планировка и застройка городов, поселков и сельских населенных пунктов» и СНиП 2.06.15-85 «Инженерная защита территории от затопления и подтопления».

В СТО РусГидро 06.02.76-2011 указываются следующие мероприятия по санитарной подготовке территории затопления:

- санитарная очистка территорий населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, подлежащих выносу, а также мест массивного загрязнения;
- очистка от древесной и кустарниковой растительности;
- мероприятия в местах захоронений;
- подготовка прибрежных участков водохранилищ около населенных пунктов-санитарных зон.

В санитарную очистку территории включается:

- на территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения, выступающие над землей более чем на 50 см (0,5 м). Оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте, металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки;

- нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки на специально отведенные участки или специальные сооружения по обеззараживанию и переработке;

- санитарная очистка территории животноводческих объектов, а также предприятия по хранению и обработке сырья животного происхождения, попадающих в зону затопления, подтопления и берегообрушения, проводится следующим образом: навоз, навозные стоки и мусор обеззараживаются одним из методов, предусмотренных Общесоюзными нормами технологического проектирования систем удаления, обработки, обеззараживания, хранения, подготовки и использования навоза и помета (ОНТП17-81), после чего вывозятся на сельскохозяйственные поля; почва животноводческих помещений, загонов, выгульных дворов и др. прожигается с применением горючих материалов или орошается растворами двутрети основной соли гипохлорита кальция (ДТС ГК) или хлорной извести, содержащей не менее 5% активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого вывозится за пределы территории затопления, подтопления и берегообрушения и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2 м;

- очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию. Места расположения указанных сооружений должны быть перепаханы в зоне мертвого объема не позднее, чем за один весенне-летний сезон до заполнения водохранилища. В зоне сработки водохранилища, подтопления и берегообрушения на территории указанных сооружений необходимо производить выемку слоя загрязненного грунта до чистого, с вывозом его за пределы территории прогнозируемого подтопления и берегообрушения с последующим обеззараживанием территории сухой хлорной известью с засыпкой чистым грунтом;

- очистка территории после переноса промышленных предприятий производится с учетом тех же требований, что и для населенных пунктов;

- скважины (артезианские, геологоразведочные, нефтяные и другие) как функционирующие, так и нефункционирующие попадающие в зону санитарной очистки, подлежат засыпке или тампонажу.

При подготовке ложа водохранилища к затоплению будет производиться очистка от древесной и кустарниковой растительности. Лесосводка будет производиться в объеме порядка 74 тыс. м<sup>3</sup>. Лесоочистка будет производиться в объеме порядка 46,3 тыс. м<sup>3</sup>.

Так как в зону затопления не попадают места захоронений, населенные пункты, предприятия и др. сооружения, подлежащие выносу, в мероприятиях по их санитарной очистке нет необходимости.

### 7.3 Отходы, образующиеся при строительстве

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительного-монтажных работ, при этом будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

1. Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме.

Код отходов по ФККО 2020 – 8 22 201 01 21 5. Масса отходов ( $M$ ) может быть рассчитана по формуле (7.1):

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{ т}, \quad (7.1)$$

где  $N$  – объем бетонных работ,  $\text{м}^3$ ;

$q = 1,8\%$  – удельный норматив образования отходов, %;

$\rho = 2,5 \text{ т/м}^3$  – плотность бетона,  $\text{т/м}^3$ .

Объем бетонных работ для Слудинской ГЭС составляет  $221619 \text{ м}^3$ , тогда, согласно (7.1), масса отходов составит:

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{221619 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 23472,85 \text{ т}.$$

2. Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные.

Код отходов по ФККО 2020 – 4 61 010 01 20 5. Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с Приложением Ж РДС 82-202-96. Норма образования отходов арматуры составляет  $1,0\%$ , определим по формуле (7.2).

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{ т}, \quad (7.2)$$

где  $N$  – количество арматуры, т;

$q$  – удельный норматив образования, %;

$\rho = 2,0 \text{ т/м}^3$  – удельный вес арматуры,  $\text{т/м}^3$ .

Количество арматуры, укладываемой в бетон при строительстве Слудинской ГЭС, составляет  $4945 \text{ т}$ . Тогда, согласно формуле (7.2), масса отходов арматуры составит:

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{4945 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 123,6 \text{ т}.$$

Таким образом в результате строительства будет образовано 23472,85 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 123,6 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

#### **7.4 Охрана окружающей среды в период эксплуатации**

В период эксплуатации Слудинского ГУ воздействие на окружающую среду будет оказываться:

1. сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
2. выбросами в атмосферу от:
  - периодического опробования дизель – генераторов;
  - сварочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
  - окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
3. образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;
4. на среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

В период эксплуатации ГЭС основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

1. регулирование водным режимом водотока;
2. очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
3. обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;
4. при проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

В связи с тем, что на расстоянии 4 км от Слудинской ГЭС ниже по течению находится населенный пункт – с. Урдома, согласно СТО РусГидро 06.02.76-2011 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» от 25.09.2007 требуется проведение исследований по необходимости установления санитарно-защитной зоны: исследования химических (выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от источников выбросов) и физических (шум, инфразвук, интенсивность электромагнитных полей) факторов.

Также, согласно регламентируются СТО 70238424.27.140.036-20011 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения и водопроводов питьевого назначения» от 14.03.2002 требуется выполнение мероприятий по не

ухудшению качества воды реки Пинега от сбросов Слудинской ГЭС ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны (ЗСО) источников питьевого водоснабжения села Урдома, в пределах промплощадок объектов Слудинской ГЭС регламентируется требованиями СП от 2.1.4.1110-02:

- в первом поясе ЗСО не допускается спуск любых сточных вод, в том числе сточных вод водного транспорта;

- выявление объектов загрязняющих источников водоснабжения, с разработкой конкретных водоохраных мероприятий, обеспеченных источником финансирования, подрядными организациями и согласованных с центром государственного санитарно-эпидемиологического надзора.



## **8 Мероприятия по пожарной безопасности. Охрана труда**

### **8.1 Безопасность гидротехнических сооружений**

Одной из важнейших задач службы эксплуатации Слудинской ГЭС является, обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Последствия аварий на ГЭС (прорыв напорного фронта) могут быть катастрофическими для всего региона. Поэтому обеспечение безопасности ГТС является задачей общегосударственного значения. Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации ГТС регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Основным из них является Федеральный закон от 21 июля 1997 г. N 117-ФЗ «О безопасности гидротехнических сооружений» (с изменениями и дополнениями). Требованием закона «О безопасности гидротехнических сооружений» является составление Декларации о безопасности ГТС, которое определяется положением, утвержденным Правительством РФ. Данное Положение определяет содержание, порядок составления Декларации о безопасности ГТС. Осуществление государственной экспертизы является обязательным для ГТС при их проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитальном ремонте, восстановлении или консервации.

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

Собственником ГТС разрабатывается Декларация о безопасности, в которой обосновывается безопасность сооружений, их соответствие критериям безопасности, проекту, действующим нормам и правилам, а также определяется характер и масштабы возможных аварийных ситуаций и рекомендации по их предотвращению и ликвидации.

### **8.2 Охрана труда и техника безопасности**

Успех функционирования системы управления охраной труда зависит от обязательств, взятых на себя на всех уровнях управления, всеми подразделениями и работниками организации.

Основная цель улучшения условий труда - достижение социального эффекта, т.е. обеспечение безопасности труда, сохранение жизни и здоровья работающих, сокращение количества несчастных случаев и заболеваний на производстве.

Улучшение условий труда будет давать и экономические результаты: рост прибыли; сокращение затрат, связанных с компенсациями за работу с вредными и тяжелыми условиями труда; уменьшение потерь, связанных с травматизмом, профессиональной заболеваемостью; уменьшением текучести кадров и т.д. Основным документом в нормативно-технической документации является нормативный акт «Система стандартов безопасности труда».

На производственных предприятиях с численностью работников более 50 человек в обязательном порядке создается СОТиПК.

Основными составляющими системы охраны труда являются следующие мероприятия:

- создание службы охраны труда;
- проведение специальной оценки условий труда;
- проведение инструктажа с сотрудниками организации;
- разработка и утверждение положений и инструкций по охране

труда в организации.

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергообеспечивающих организаций, территория и акватория, где они размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим Строительным нормам и правилам (СНиП), Нормам технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций, требованиям Речного регистра Российской Федерации, Российского регистра гидротехнических сооружений, Федеральным законам «Об основах охраны труда в Российской Федерации» и «О безопасности гидротехнических сооружений», Санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию, нормативным актам по охране труда Ростехнадзора России, Государственным стандартам безопасности труда, Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, правилам по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок, Правилам устройства электроустановок, Правилам пожарной безопасности в Российской Федерации и иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

На Слудинской ГЭС должен быть организован кабинет по технике безопасности и охране труда, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

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

Каждый работник станции будет обучен безопасным методам труда при эксплуатации гидротехнических сооружений, а также по электро-, пожаро-, взрывобезопасности при выполнении технических работ, пройдет проверку знаний и должен будет иметь документ о праве проведения этих работ.

Электроустановки Слудинской гидроэлектростанции будут находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда, и будут укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами.

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

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

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

Рабочие инструкции по охране труда будут разработаны для всех подразделений.

### **8.2.1 Система управления охраной труда**

Положительное воздействие внедрения систем управления охраной труда на уровне организации, выражающееся как в снижении воздействия опасных и вредных производственных факторов, и рисков, так и в повышении производительности, в настоящее время признано Правительством РФ, работодателями и работниками.

Требования к системам управления охраной труда разработаны Международной Организацией Труда (МОТ) в соответствии с общепризнанными международными принципами на основе широкомасштабного подхода, которые определены входящими в МОТ представителями трех сторон социально-трудовых отношений и других заинтересованных организаций. Этот трехсторонний подход предполагает силу, гибкость и надлежащую основу для развития стабильной культуры безопасности труда в организации. Добровольно принимаемые требования к системам управления охраной труда отражают ценности и средства МОТ, позволяющие обеспечивать безопасность и здоровье работников.

На работодателя возлагается непосредственная ответственность и обязанность по обеспечению безопасных условий и охраны здоровья работников в организации.

СУОТ является подсистемой в общей системе управления производством в филиале и предусматривает использование компьютерных и программных средств для автоматизации исполнения ряда функций управления.

СУОТ включает в себя функции по реализации управленческих решений по осуществлению организационных, технических, санитарно-гигиенических, лечебно-профилактических, медицинских и социальных мероприятий, направленных на обеспечение безопасности, сохранение работоспособности, здоровья и жизни работников филиала в процессе труда.

СУОТ представляет собой единство:

а) организационной структуры управления организации (согласно штатному расписанию), предусматривающей установление обязанностей и ответственности в области охраны труда на всех уровнях управления;

б) мероприятий, обеспечивающих функционирование СУОТ и контроль за эффективностью работы в области охраны труда;

в) документированной информации, включающей локальные нормативные акты, регламентирующие мероприятия СУОТ, организационно-распорядительные и контрольно-учетные документы.

Создание и обеспечение функционирования СУОТ осуществляются работодателем с учетом специфики деятельности организации, принятых на себя обязательств по охране труда, содержащихся в международных, межгосударственных и национальных стандартах и руководствах, достижений современной науки и наилучших применимых практик по охране труда.

Разработка и внедрение СУОТ обеспечивают достижение согласно политике (стратегии) организации в области охраны труда ожидаемых результатов в области улучшения условий и охраны труда, которые включают в себя:

а) постоянное улучшение показателей в области охраны труда;

б) соблюдение законодательных и иных норм;

в) достижение целей в области охраны труда.

СУОТ разрабатывается в целях исключения и (или) минимизации профессиональных рисков в области охраны труда и управления указанными рисками (выявления опасностей, оценки уровней и снижения уровней профессиональных рисков), находящихся под управлением работодателя (руководителя организации), с учетом потребностей и ожиданий работников организации, а также других заинтересованных сторон.

Положения СУОТ распространяются на всех работников, работающих у работодателя в соответствии с трудовым законодательством Российской Федерации. В рамках СУОТ учитывается деятельность на всех рабочих местах, во всех структурных подразделениях (филиалах, обособленных подразделениях, территориях, зданиях, сооружениях и других объектах) работодателя, находящихся в его ведении.

Основным принципом политики в области охраны труда является признание и обеспечение приоритета жизни и здоровья работников Слудинской ГЭС по отношению к результатам производственной деятельности.

На Слудинской ГЭС организуется кабинет по технике безопасности и охране труда, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

Виды инструктажей во всех подразделениях на Слудинской ГЭС: вводный (при приеме на работу), первичный на рабочем месте, повторный, внеочередной (внеплановый), целевой.

Цель внедрения СУОТ - обеспечение безопасных и здоровых условий труда для работников на всех стадиях производственного процесса; создание условий, при которых обеспечивается не только своевременное устранение каких-либо нарушений норм по охране труда, но и предупреждение возможности их возникновения

### **8.3 Пожарная безопасность**

Общестанционная система пожаротушения и пожарной сигнализации ГЭС предназначена для обнаружения, оповещения и ликвидации пожара автотрансформаторов, реакторов, в помещениях ГЭС: кабельных шахтах, кабельных галереях, в бетонной плотине, кабельных помещениях КРУ, АСУ, помещениях маслохозяйства и аппаратной на монтажной площадке, а также обнаружения и выдачи сигнала о пожаре в других помещениях ГЭС. Данная система интегрируется в состав станционного уровня управления (верхнего) как отдельная подсистема, выполняющая все необходимые функции контроля и управления, и включает в себя комплексы технических средств, позволяющих обеспечить локальный и централизованный контроль пожарной обстановки на объекте, состояния противопожарного оборудования и запуск систем водяного пожаротушения в рамках автоматического, дистанционного и ручного управления.

Основные задачи системы:

- оперативный прием, обработка и архивирование информации от пожарных извещателей и устройств защит;
- формирование сигналов и управляющих команд в системы автоматического пожаротушения (включение насосов пожаротушения, открытие задвижек, срабатывание приводов механизмов) и устройств различного назначения: вентиляции, оповещения и другие устройства автоматики;
- выдача команд и сигналов в систему сигнализации (световой и звуковой), а также в контроллеры локального уровня;
- передача данных оператору, в сервер базы данных АСУ ТП, на щит пожаротушения и пожарной сигнализации;
- контроль за работоспособностью системы.

Трансформаторы на ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат значительное количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. С этой целью по периметру трансформатора

на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых устанавливаются дренчерные оросители.

Кабельные сооружения ГЭС должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и запорно-пусковыми устройствами. Каждый объект оснащается системой пожарного обнаружения и оповещения, с помощью, которой осуществляется обнаружение пожара, а также автоматическим пуском системы и автоматической подачей воды на очаг пожара.

Противопожарная защита Слудинской ГЭС предусматривается как комплекс организационно-технических мероприятий, направленных на недопущение возникновения, локализацию и тушение возгораний, а так же на защиту персонала и оборудования ГЭС от опасных факторов пожара.

В качестве организационных мер предусматриваются: разработка для объекта на основе общих нормативных требований специальных правил пожарной безопасности и системы мер по контролю их соблюдения. Практические, организационные мероприятия предусматривают разработку системы распорядительных документов по соблюдению и контролю правил пожарной безопасности, обязанности и систему подготовки должностных лиц, отработку планов тушения пожара и действий приданных пожарных частей, взаимодействие с другими территориальными силами оперативного реагирования МЧС и т. д.

Технические мероприятия предусматривают:

- принятие пожаробезопасных архитектурно-планировочных решений, и разделение объекта на пожарные отсеки;
- обеспечение огнестойкости конструкций, снижение и локальное сосредоточение пожарной нагрузки;
- применение безопасного основного технологического оборудования, негорючих материалов и огнеупорных покрытий;
- конструктивное выделение и инженерное обеспечение путей эвакуации;
- оснащение объекта первичными средствами борьбы с пожаром;
- оснащение системами противопожарного водопровода, автоматического пожаротушения,
- пожарной сигнализации и противодымной защиты;
- построение системы оповещения о пожаре и других ЧС единой системой автоматизации и диспетчеризации противопожарной автоматики и ряд других мер.

Все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности. Подготовка работников включает в себя:

- Вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- Повторные инструктажи по вопросам пожарной безопасности;
- Проведение противопожарных тренировок;

- Повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;

Изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности и т.д.

Персонал ГЭС несет ответственность за обеспечение пожарной безопасности. Лица, виновные в нарушении правил пожарной безопасности несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством.

Специальные места для курения будут расположены в наиболее безопасных позициях на территории гидроэлектростанции. Во всех помещениях, складах, зданиях будут размещены различные пожарные датчики. Во всех необходимых местах установлены огнетушители.

Для тушения пожаров на генераторах и трансформаторах предусмотрена система автоматического водяного пожаротушения (АПТ).

Для обнаружения, оповещения, тушения и локализации пожара внутри технологических помещений с повышенной пожарной опасностью на Слудинской ГЭС предусмотрена система автоматического пенного пожаротушения (АППТ).

Каждый объект станции оснащается системой пожарной сигнализации, с помощью которой осуществляется контроль за противопожарным состоянием защищаемого объекта.

## 9 Технико-экономические показатели

### 9.1 Производство электроэнергии и расходы в период эксплуатации

#### 9.1.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

Возведение ГЭС предполагает реализацию определенных этапов проекта, таких как: земляные, бетонные, строительные работы, монтаж, пуско-наладочные испытания и пуск в работу оборудования.

С учетом календарного плана и года начала производства ЭЭ объемы реализации ЭЭ в первые годы эксплуатации представлены в таблице 1.

Таблица 9.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта			
		2029	2030	2031	2032
Установленная мощность	МВт	201,6	201,6	201,6	201,6
Число часов использования установленной мощности	Часы	4000	4000	4000	4000
Выработка электроэнергии	МВт·ч	67120,00	67120,00	67120,00	67120,00
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1	1	1	1
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	671,20	671,20	671,20	671,20
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	66448,0	66448,0	66448,0	66448,0
Тариф на электроэнергию	руб/МВт·ч	1402,00	1402,00	1402,00	1402,00
Выручка от реализации электроэнергии	млн. руб	93,161	94,157	95,955	96,683
НДС к выручке	млн. руб	14,161	14,363	14,484	14,616

По полученным в ходе расчета данным видно, что при неизменном объеме реализуемой электроэнергии в первые годы эксплуатации, происходит рост выручки от продажи электроэнергии. Рост выручки связан с ростом прогнозной цены на ЭЭ.

#### 9.1.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017 - 2042 гг. с учетом реализованной электроэнергии.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;



- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности. Эксплуатационные расходы гидроузла в первые годы эксплуатации представлены в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла в первые годы эксплуатации

Наименование	Ставка, тыс. руб/МВт	Сумма, млн. руб
Расходы на оплату труда	255,2	51,38
Прочие	274	55,17
Итого по ГЭС	529,2	106,56

Удельные значения расходов на ремонт оборудования для новых объектов генерации в проценте от величины инвестиций (в ценах базового года) представлены в таблице 9.3.

Таблица 9.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Удельные расходы на ремонт, в различные этапы жизненного цикла проекта (по годам), %			
1-5	6-15	16-25	Свыше 25
0,060	0,090	0,140	0,200

Рассчитываются расходы на услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии с ЕСУ. Результат расчета представлен в таблице 9.4.

Таблица 9.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн. руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135380 руб/МВт	27,26
НП АТС (администратор торговой системы)	1,097 руб/МВт·ч	1,908
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,318 руб/МВт·ч	0,553
Итого	-	29,722

Налог на воду в соответствии с Налоговым кодексом Российской Федерации в расчете на 1 МВт·ч для реки Пинега составляет 4,8 руб/тыс. кВт·ч.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 9.5.

Таблица 9.5 – Текущие затраты по гидроузлу в 2029-2033 гг.

Наименование	Год реализации проекта				
	2029	2030	2031	2032	2033
Амортизационные отчисления, млн. руб	48,2	84,41	117,9	145,36	146,7
Расходы на страхование, млн. руб	38	51,2	63,5	71,51	70,5
Эксплуатационные затраты, млн. руб	106,0	106,5	106,5	106,5	106,5

### Окончание таблицы 9.5

Расходы на ремонт производственных фондов, млн. руб	5,6	7,46	9,2	10,4	10,3
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн. руб	29,7	29,72	29,7	29,7	29,72
Налог на воду, млн. руб	7,6	8,3	8,3	8,3	8,35
Итого, млн. руб	236,90	287,7	335,3	372,2	372,2

Из таблицы 9.5 видно, что текущие затраты в первые годы эксплуатации практически не изменяются. Затраты представляют собой статью расходов строящейся ГЭС. Снижение затрат позволит увеличить прибыльность проекта, что повысит его рентабельность.

Для визуализации и простоты восприятия табличных данных по структуре текущих затрат построена круговая диаграмма, представленная на рисунке 9.1.

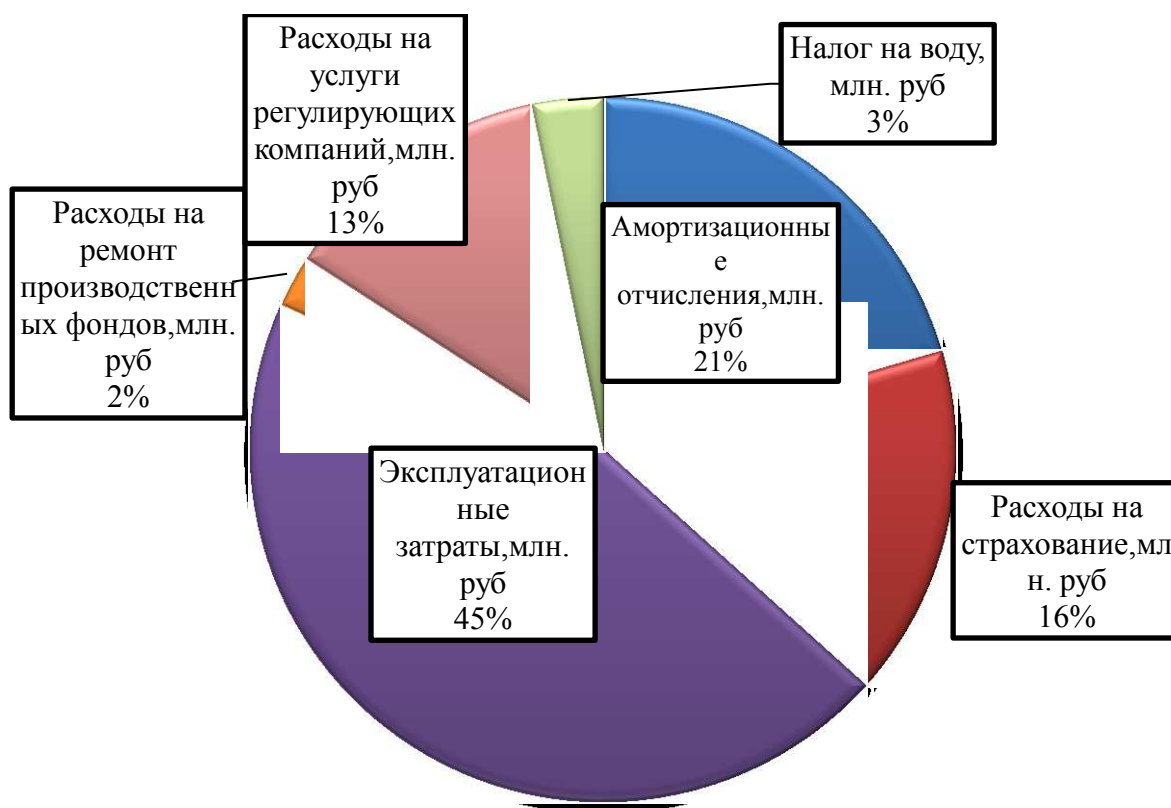


Рисунок 9.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %

#### 9.1.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

- Налог на прибыль – 20 %;
- Налог на добавленную стоимость (НДС) – 20 %;
- Взносы в социальные фонды – 34 %;
- Налог на имущество – 2,2 %;
- Налог на воду на 1 МВт·ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 9.6.

Таблица 9.6 – Налоговые расходы в первые годы эксплуатации.

Наименование	Год реализации проекта			
	2032	2033	2034	2035
Налог на прибыль, млн. руб	366,5	370,08	374,7	379,4
НДС, млн. руб	105,4	435,6	439,5	443,5
Взносы в социальные фонды, млн. руб	2,3	2,3	2,3	2,3
Налог на имущество, млн. руб	164,6	163,2	159,3	156,08
Итого, млн. руб	638,9	971,3	975,8	981,5

Из результатов расчета налоговых расходов видно, что налоги составляют значительную статью расходов ГЭС. Налоговые расходы значительно превышают эксплуатационные.

Снижение уровня налоговых ставок соответствующих налогов приведет к увеличению чистой прибыли предприятия, что позволит предприятию снизить срок окупаемости, увеличить индекс прибыльности и получать в будущем дополнительные средства на различные нужды.

## 9.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является конечным финансовым результатом от продажи ЭЭ генерирующей компании и в общем виде представляет разницу между ценой продукции и ее себестоимостью. Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 9.7.

Таблица 9.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации.

Наименование	Год реализации проекта			
	2029	2030	2031	2032
Выручка (нетто), млн. руб	2101,6	2123,9	2141,6	2160,7
Текущие расходы, млн. руб	236,9	287,7	335,3	371,9
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн. руб	2101,6	2123,9	2141,6	2160,7
ЕВИТ (прибыль от налогообложения), млн. руб	1948,9	1905,3	1861,6	1833,7
Скорректированный налог на прибыль, млн. руб	294,3	382,0	373,9	366,5
НОРАТ (чистая прибыль), млн. руб	1627,3	1524,3	1489,3	1466,9
Ставка налога на прибыль, %	20	20	20	20

Из таблицы 9.7 видно, что после выхода на работу с полной установленной мощностью наблюдается рост абсолютной величины прибыли, обусловленный наличием степени инфляции.

### 9.3 Анализ денежных потоков

По данным из программы ProjectExpert о балансе наличности строится график денежных потоков (Cash-Flow), представленный на рисунке 9.3. На график нанесены данные из календарного плана, указывающие на момент начала указанного этапа.



Рисунок 9.3 – Кэш-фло Слудинской ГЭС

Из графика видно, что до начала производства ЭЭ и мощности денежный поток отрицательный. Это связано с тем, что на строительство и установку оборудования первой очереди требуются денежные средства, но прибыль еще отсутствует. Так же необходимо выплачивать заработную плату персоналу и платить некоторые налоги.

После начала производства ЭЭ и мощности прибыль начинает покрывать текущие затраты и возвращать затраты за предыдущие периоды.

Точка окупаемости указывает на момент времени, когда денежные средства от реализации проекта начинают возвращать заемные, инвестированные в проект капиталы. После выплаты всех заемных и пр. средств проект начнет приносить прибыль.

### 9.4 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика, согласно ЕСУ.

#### 9.4.1 Методология, исходные данные

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта. К таким показателям относятся:

1. Чистый дисконтированный доход (NPV);
2. Индекс прибыльности (PI);
3. Срок окупаемости(PP);
4. Внутренняя норма доходности (IRR);
5. Себестоимость 1 кВт\*ч электроэнергии;
6. Удельные капиталовложения на 1 кВт установленной мощности и

т.д.

Расчёты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

Для оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

- период прогнозирования для Слудинской ГЭС составляет 30 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования;
- используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2022 года. Геополитические изменения, начиная с 24 февраля 2022 года в проекте не учитываются;
- предполагается, что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

#### 9.4.2 Коммерческая эффективность проекта

Показатели эффективности реализации проекта отражены в таблице 9.8.

Таблица 9.8 – Показатели эффективности реализации проекта «Слудинская ГЭС на реке Пинега»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования, %	11,6
Период окупаемости - PP, мес	157 (13 лет)
Чистый приведенный доход – NPV, млн. руб	257,5
Индекс прибыльности – PI, руб	1,09
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	12,33
Себестоимость ЭЭ, руб/кВт·ч	0,21
Удельные капиталовложения, руб/КВт	85672,1

Проект строительства Слудинской ГЭС является эффективным, так как индекс прибыльности больше 1.

### 9.4.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счет налоговых поступлений величина которых показана в таблице 9.9.

Таблица 9.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	Год реализации проекта			
	2029	2030	2031	2032
В федеральный бюджет, млн. руб	306,0	392,8	384,6	482,7
В региональный бюджет, млн. руб	53,1	112,0	137,1	164,6
Итого налоговых поступлений, млн. руб	351,5	496,4	513,4	638,9

Строительство Слудинской ГЭС обеспечит постоянный приток финансовых средств, как в федеральный, так и в региональный бюджет.

### 9.5 Анализ чувствительности проекта

Анализ чувствительности проекта выполняется для определения чувствительности проекта к изменению внешних экономических условий. В данном проекте рассматриваются изменения индекса прибыльности проекта в зависимости от изменения:

- ставки налогообложения;
- цены сбыта ЭЭ;
- ставки дисконтирования.

Проанализируем график изменения индекса прибыльности в зависимости от изменения ставки налогообложения, представленный на рисунке 9.4.

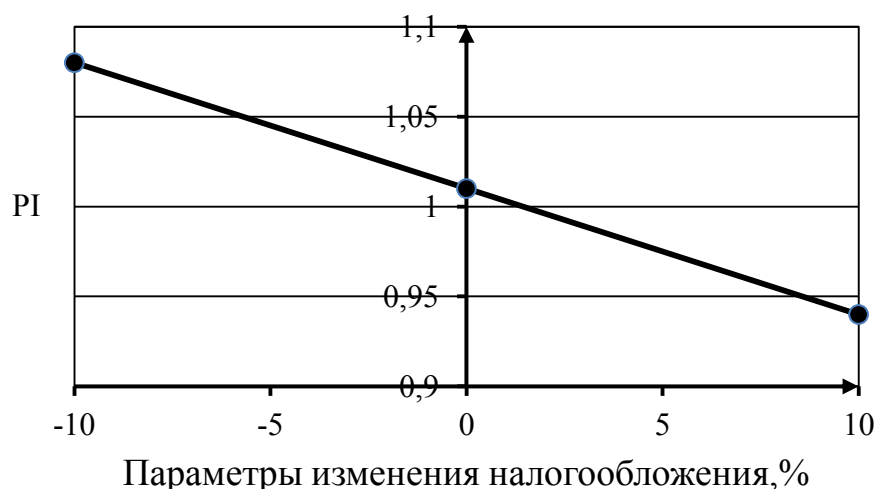


Рисунок 9.4 – Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов

Вывод: Увеличение ставки налогов приводит к уменьшению значения PI.  
Проанализируем график изменения индекса прибыльности в зависимости от изменения цены сбыта ЭЭ, представленного на рисунке 9.5.

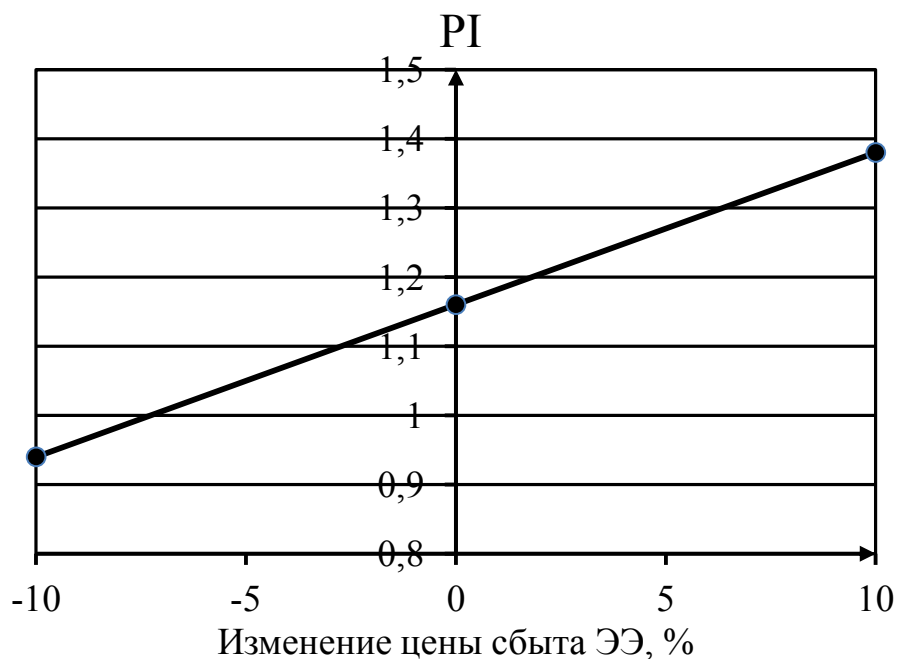


Рисунок 9.5 – Изменение индекса прибыльности в зависимости от изменения цены сбыта ЭЭ

Из графика 9.5 видно, что, при увеличении цены сбыта происходит увеличения притока средств от продажи ЭЭ а, следовательно, и рост получаемой прибыли, который приводит к увеличению индекса прибыльности.

Проанализируем график изменения индекса прибыльности в зависимости от изменения ставки дисконтирования, представленного на рисунке 9.6.

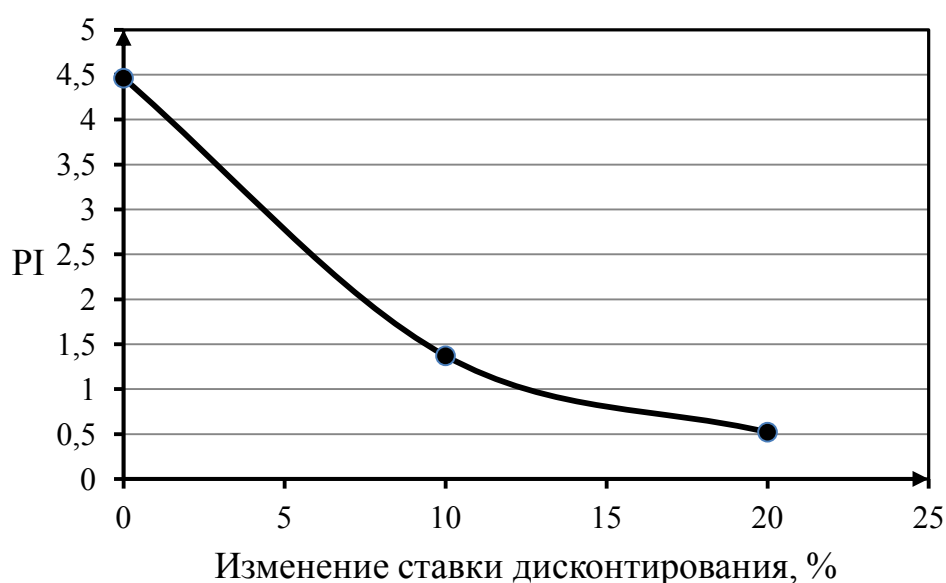


Рисунок 9.6 – Изменение индекса прибыльности в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Из графика 9.6 видно, что при увеличении ставки дисконтирования происходит уменьшение величины PI, количества средств, поступающих от продажи ЭЭ и увеличение стоимости капитальных вложений в длительной перспективе.

Проведенный анализ чувствительности показал, что наибольший риск для проекта представляют изменение следующих параметров:

- увеличение ставки дисконтирования;
- изменения цены электроэнергии;
- изменения налогообложения.

Можно сделать вывод, что представленный проект Слудинской ГЭС на реке Пинега, установленной мощностью 201,6 МВт с экономической точки зрения целесообразен и экономически оправдан.

Данный вывод может быть сделан на основе следующих показателей:

$NPV=257,5$  млн.руб.

$PI=1,08$ .

Срок окупаемости проекта равен 13 лет.

Себестоимость электроэнергии 0,21 руб./кВт·ч

Удельные капиталовложения 85672,1 руб/Квт.



## **10 Оценка технического состояния основного оборудования после установленного срока службы**

### **10.11 Основные нормы и требования**

Оценка технического состояния основного оборудования проводится в соответствии со стандартами.

Контроль и оценка технического состояния оборудования производят с целью:

- повышение безопасности эксплуатации оборудования посредством выявления и своевременного устранения возникших повреждений (дефектов);
- определение возможности и целесообразности продолжения эксплуатации выработавших срок службы единиц оборудования, их элементов и конструктивных узлов, определяющих безопасность эксплуатации гидроагрегата;
- выработку рекомендаций по ремонтному обслуживанию и продолжению эксплуатации оборудования, имеющего повреждения (дефекты), включая введение при необходимости специальных эксплуатационных мер (дополнительный контроль, режимные ограничения, внеплановый ремонт и т.п.);
- обоснование для модернизации единиц оборудования в целом, их элементов и конструктивных узлов.

### **10.2 Требования к сроку службы основного оборудования**

В соответствии с СТО по достижении срока службы, установленного в стандартах и нормативной документации, дальнейшая эксплуатация оборудования без проведения работ по оценке технического состояния и остаточного ресурса не допускается.

После достижения оборудованием полного срока службы, установленного ГОСТ, его безопасность должна быть подтверждена в части соответствия его характеристик требованиям по безопасной эксплуатации, установленным нормативной документацией.

Решение о продлении срока службы оборудования или о прекращении его эксплуатации принимает гидрогенерирующая компания на основании организуемых ею работ, проводимых по изложенным ниже правилам с привлечением, при необходимости, проектной организации, организации-изготовителя оборудования и специализированных организаций.

К основному технологическому оборудованию объектов электроэнергетики, в отношении которого производится оценка технического состояния согласно настоящей методике, относятся:

- гидротурбины, установленной мощностью 5 МВт и более;
- гидрогенераторы, номинальной мощностью 5 МВт и более;
- силовые трансформаторы напряжением 110 кВ и выше;

- линии электропередачи напряжением 35 кВ и выше.

### 10.3 Определение оптимального вида, состава и стоимости технического воздействия на оборудование

Результаты оценки технического состояния основного технологического оборудования ранжируются по убыванию индекса технического состояния в группах однотипного оборудования. Наименьший индекс технического состояния в группе выбранного основного технологического оборудования определяет наивысший приоритет необходимости осуществления технического воздействия. Диапазоны индекса технического состояния, определяют необходимые виды технического воздействия.

Таблица 10.1 - Результаты оценки технического состояния

Диапазон индекса технического состояния	Вид технического состояния	Вид технического воздействия
$\leq 25$	Критическое	Вывод из эксплуатации, техническое перевооружение и реконструкция
$25 < i \leq 50$	Неудовлетворительное	Дополнительное техническое обслуживание и ремонт, усиленный контроль технического состояния, техническое перевооружение
$50 < i \leq 70$	Удовлетворительное	Усиленный контроль технического состояния, капитальный ремонт, реконструкция
$70 < i \leq 85$	Хорошее	По результатам планового диагностирования
$85 < i \leq 100$	Очень хорошее	Плановое диагностирование

На гидроэлектростанциях следующие обязательные формы контроля технического состояния оборудования:

- постоянный контроль состояния работающего оборудования, технических систем (далее оборудования);
- периодические осмотры выведенного из работы оборудования;
- регулярные технические освидетельствования оборудования;
- технические обследования оборудования.

Техническое освидетельствование – оценка технического состояния объектов (зданий, сооружений, оборудования) с целью определения уровня эксплуатации (интенсивности, качества, соответствия установленным нормам и правилам и т.п.), возможности дальнейшей эксплуатации и мер, необходимых для обеспечения надежной работы объектов.

### 10.4 Цель, задачи и сроки проведения технического освидетельствования

В результате технического освидетельствования объекта технического освидетельствования комиссией устанавливается фактическое техническое состояние объекта технического освидетельствования и определяется возможность и условия его дальнейшей эксплуатации.

## 10.5 Периодичность технических освидетельствований

Таблица 10.2 – Периодичность и сроки проведения ТО

Объекты	Техническое освидетельствование
Основное оборудование	устанавливается с учетом его ИТС и след. условий: - не позднее 7 лет с момента проведения последнего ТО; - не позднее квартала, следующего за кварталом, в котором планируется завершение очередного капитального ремонта; - не позднее года, предшествующего году с прогнозным ИТС менее «26».
Вспомогательное оборудование	не менее чем 1 раз в 7 лет
Здания и сооружения	проводится не позднее чем через 5 лет с момента ввода в эксплуатацию, а далее не реже чем 1 раз в 5 лет с даты проведения последнего ТО
ГТС	следует совмещать с проведением регулярных (преддекларационных) обследований ГТС

ТО оборудования и технологических систем проводится:

- до истечения срока службы (срока эксплуатации) указанного в технической документации;
- при снижении ИТС ресурсопределяющего узла основного оборудования до значения «25» и ниже;
- при снижении общего ИТС Объекта ТО до значения «26» и ниже;
- до истечения срока, установленного актом предшествующего ТО;
- в случае выявления неустранимых дефектов в узлах, либо после аварийных отключений оборудования, сопровождавшихся повреждением отдельных узлов (элементов) техникой руководитель Филиала может принять решение о проведении внеочередного ТО;



Рисунок 1 – Процесс проведения ТО

## 10.6 Работы, проводимые в рамках технического освидетельствования

- выборочный наружный и внутренний осмотр;
- анализ эксплуатационной документации;
- анализ результатов предшествующих ТО, обследований, испытаний, динамики изменения параметров технического состояния в течение не менее чем 2-х испытаний (измерений);
- проверку фактических (рабочих) технических характеристик и конструктивных параметров на соответствие требованиям технической и эксплуатационной документации (в различных экспл. режимах);
- проверку мероприятий по техническому обслуживанию и ремонту;
- проверку выполнения предписаний контрольных (надзорных) органов в отношении Объекта ТО;
- анализ причин повреждения объекта ТО (анализ дефектов, отказов, аварийных отключений и т.п.);
- проверка выполнения мероприятий по результатам предыдущего ТО;
- анализ результатов расчета ИТС, в том числе функциональных узлов

## 10.7 Анализ и оформление результатов технического освидетельствования

1. По результатам всех мероприятий, входящих в техническое освидетельствование, комиссией должен производиться анализ полученной информации (далее - анализ).

По результатам анализа комиссия должна определить:  
фактическое техническое состояние объекта технического освидетельствования;

возможность и условия дальнейшей эксплуатации объекта технического освидетельствования;

степень соответствия технических параметров объекта технического освидетельствования требованиям документации организаций-изготовителей оборудования и (или) проектной документации;

комплекс мер, необходимых для сохранения и поддержания работоспособного состояния объекта технического освидетельствования в границах продленного срока эксплуатации в соответствии с требованиями технической документации организаций-изготовителей и (или) проектной документации.

2. Результаты технического освидетельствования оформляются актом технического освидетельствования, в котором должно указываться решение комиссии о возможности дальнейшей эксплуатации объекта технического освидетельствования, необходимости проведения соответствующих технических мероприятий, а также сроке проведения следующего технического освидетельствования. Акт технического освидетельствования подписывается членами комиссии и утверждается председателем комиссии.

К акту технического освидетельствования прилагается отчетный документ о проведении мероприятий по техническому освидетельствованию и план технических мероприятий по обеспечению дальнейшей безопасной эксплуатации объекта технического освидетельствования.

3. Результаты технического освидетельствования должны быть внесены в технический паспорт объекта (при его наличии) технического освидетельствования и храниться до момента его вывода из эксплуатации с целью ликвидации

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Васильев, Ю. С. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть) : учебное пособие / Ю. С. Васильев, Г. А. Претро. – Ленинград : ЛГТУ, 1991. – 80 с.
2. ГОСТ 2.747-68 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Размеры условных графических обозначений. - Введ. 01.01.1971. – Москва: Стандартинформ, 2008. – 6 с.
3. ГОСТ 8339-84 Установки маслонапорные для гидравлических турбин. Технические условия. – Введ. 01.07.1985 – Москва : Стандартинформ, 2008. – 8 с.
4. ГОСТ Р 53866-2010 Рельсы крановые. Технические условия. – Введ. 13.09.2010 – Москва : Стандартинформ, 2011. – 12с.
5. ГОСТ 534-78 Краны мостовые опорные. Пролеты. – Взамен ГОСТ 534-69 ; введ. 01.07.1979 – Москва : ИПК Издательство стандартов, 2002. – 4 с.
6. Затева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затева, Б. И. Силаев. – Саяногорск : СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
7. Каталог «Продукция компании» [Электронный ресурс] // «Synergy Astana» – инновационная инжиниринговая компания в области энергетики. – Режим доступа: <http://www.synergy.kz>.
8. Каталог «Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения класса напряжения 220кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский трансформатор». – Режим доступа: <http://www.transformator.com>
9. Каталог «Сухие трансформаторы» [Электронный ресурс] // ЗАО «Группа «СВЭЛ», – Режим доступа : <http://svel.ru/>
10. Каталог «Гидрогенераторы» [Электронный ресурс] // Научно-производственное объединение ОАО «ЭЛСИБ». – Режим доступа : <http://www.elsib.ru/>.
11. СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.
12. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта. – Введ. 06.12.2007 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 20 с.
13. СТО 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 30.07.2012 – Москва : Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 307 с.
14. Типовые строительные конструкции, изделия и узлы серия 1.424.3 – 7. Строительные колонны одноэтажных производственных зданий,

оборудованных мостовыми опорными кранами [Электронный ресурс]: введ: 01.05.1985 // Справочная проектировщика «DWG». – Режим доступа : <http://www.dwg.ru>.

15. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей: учебное пособие для вузов / Д. Л. Файбисович. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва : Издательство НЦ ЭНАС, 2012. – 314 с.

16. Филиал ОАО «СО ЕЭС» Архангельское РДУ. [Электронный ресурс] // ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» – Режим доступа: <http://so-ups.ru/>

17. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие : в 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва : Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры средненапорной Слудинской ГЭС на реке Пинега, являющимся сооружением II класса.

В ходе водно-энергетических расчетов на основе исходных данных по энергосистеме и гидрологии была выбрана установленная мощность Слудинской ГЭС, а также определена зона ее работы в суточных графиках нагрузки для зимы и лета.

Так же было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

Максимальный	$H_{\max} = 36,50$ м;
Расчетный	$H_{\text{расч}} = 30,00$ м;
минимальный	$H_{\min} = 25,5$ м.

По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с четырьмя гидроагрегатами, с диаметром рабочих колес 5,3 м (ПЛ40-В-530).

По справочным данным для выбранной радиально-осевой турбины с синхронной частотой вращения 136,4 об/мин был подобран серийный гидрогенератор СВ-845/140-44Т с номинальной активной мощностью 50,4 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с одиночными блоками и принята схема распределительного устройства ОРУ 220кВ – «две системы сборных шин с обходной».

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Компоновка здания ГЭС принята условного типа.

Произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном сочетании нагрузок. Плотина Слудинского гидроузла отвечает требованиям надежности. При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют.

Плотина отвечает всем требованиям, предусмотренными СНиП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГЭС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

- срок окупаемости – 13 лет;
- себестоимость – 0,21 руб/кВт·ч;
- удельные капиталовложения – 85672,09 руб./кВт.

Из этого можно сделать вывод, что строительство Слудинской ГЭС является обоснованным, в том числе с точки зрения экономических показателей.



## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Анализ исходных данных

Таблица А.1 – Ряд гидрологических наблюдений за рекой Пинега за период 1927-1999 г.

Год	Расходы в кубических метрах в секунду												Оср.- год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
1927	119	110	115	140	2080	1380	222	184	328	448	187	112	452
1928	68,4	70	70	81,3	1860	444	452	976	515	1200	1010	220	581
1929	153	106	81	77,7	2160	920	372	479	437	336	497	173	483
1930	135	130	120	127	1680	757	186	245	195	263	350	153	362
1931	98,1	82,2	76	202	1220	1000	189	199	660	580	488	186	415
1932	103	96,9	98,7	201	1920	451	312	112	125	379	352	189	362
1933	117	93,6	87,9	150	1700	595	180	177	222	348	264	129	339
1934	94	89,9	88,1	105	2100	625	142	96	101	241	745	264	391
1935	116	105	106	112	1310	1010	193	270	643	650	435	242	433
1936	133	104	90,3	106	1280	419	115	88,7	82,3	133	357	170	257
1937	110	76,5	72,2	465	582	425	75,8	67,3	77,2	92	157	109	192
1938	68,9	64,7	65,9	136	914	412	256	83	94,2	142	171	184	216
1939	81,8	69,3	68,6	72	1070	1096	602	105	157	176	240	154	324
1940	92,1	72,8	66,3	77,7	1230	469	182	198	360	304	133	115	275
1941	65,8	55,1	51,3	51,1	1050	1600	427	93,2	561	308	263	114	387
1942	77,1	69,4	62,8	110	1590	708	405	298	156	338	468	210	374
1943	102	72,8	69,9	145	2290	386	256	148	325	382	209	136	377
1944	85,7	71	61,7	67,4	1800	659	142	92,5	166	155	116	69,7	291
1945	61,6	58,6	58,7	66	780	901	236	245	312	547	257	148	306
1946	109	92,6	92,2	117	2590	707	140	111	101	87,6	73,7	73,5	358
1947	62,6	61,2	63,9	142	2120	682	218	152	124	393	209	140	364
1948	79,7	79,2	80,3	341	1520	438	390	479	445	441	577	253	427
1949	208	167	130	347	2770	435	203	143	139	490	428	156	468
1950	92,3	79,6	86,3	827	1000	1100	526	169	131	211	132	88,2	370
1951	69,3	68,2	68,6	836	560	719	521	395	163	237	99	95,7	319
1952	88,7	92	82,9	80	1030	1940	473	386	677	698	178	126	488
1953	103	83,5	81	972	1450	447	180	145	186	220	170	102	345
1954	91,1	79,8	75,3	102	1740	740	248	114	144	249	206	107	325
1955	86,2	74,3	66,1	119	2910	677	234	138	158	350	286	153	438
1956	82,3	68,8	66,6	70,5	1240	406	462	819	477	436	185	122	370
1957	106	89,3	82,9	92,1	2400	695	494	175	346	975	707	179	528
1958	140	117	99,4	96	1810	903	278	284	236	459	343	137	409
1959	94,5	88,3	85,4	89,7	1680	460	204	104	454	393	173	98,6	327
1960	69,1	61,9	65,8	466	854	638	240	95,4	107	114	152	94,3	246

## Окончание приложения А

Продолжение таблицы А.1

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Оср. год
1961	75,1	69,4	60	67,8	1880	1080	339	380	599	309	226	108	433
1962	95,9	92	81,6	675	1730	570	386	174	358	321	365	157	417
1963	110	85,6	74	196	1150	448	465	161	169	201	245	175	290
1964	101	86,4	77,1	84,3	2410	589	229	147	477	655	474	166	458
1965	111	86,6	76,2	133	1650	532	320	155	128	398	395	139	344
1966	110	76,2	67,4	145	2490	1120	247	170	428	966	351	128	525
1967	85,3	76,6	79,5	655	1240	437	218	131	153	330	380	132	326
1968	88,5	73,3	72,8	101	2280	951	319	378	214	227	160	123	416
1969	94,8	69	67,2	123	1550	766	369	167	338	302	222	341	367
1970	97,2	77,5	72,9	105	1720	715	214	152	224	497	278	144	358
1971	117	116	79,6	97,8	1460	1630	353	379	347	326	251	167	444
1972	101	92	77,6	100	1270	1320	195	139	129	320	195	239	348
1973	142	78,7	74,1	783	1550	421	134	153	438	282	168	122	362
1974	102	84,5	82,1	114	1800	1240	192	123	121	114	96,3	99	347
1975	93,3	90,3	77,6	648	1520	592	342	116	143	206	148	121	341
1976	96,8	80,1	77,3	128	2220	1080	878	246	419	258	136	125	479
1977	96,1	78,3	74	207	1680	640	128	159	214	424	560	212	373
1978	123	90,7	78,7	140	1200	690	327	210	216	445	315	143	332
1979	81,5	63	64,9	67,3	1660	702	337	233	307	414	188	178	358
1980	114	77,9	74,7	115	1640	596	228	108	160	159	112	100	290
1981	84,5	87,3	77,8	80,6	1940	1180	232	120	190	258	499	155	409
1982	95,4	77,9	69,4	147	1930	436	227	101	183	236	280	296	340
1983	162	104	91,3	1430	1200	409	350	263	173	453	294	183	426
1984	141	113	94,6	149	1820	390	430	363	477	373	300	179	402
1985	106	81,6	77,7	81,7	1360	584	373	166	234	530	207	133	328
1986	93,4	78,4	67,8	110	2350	711	255	104	191	318	257	204	395
1987	90,9	71,3	64	73,2	1610	561	512	952	414	256	110	86,9	400
1988	79,6	66,1	65,8	151	1380	718	250	293	332	310	176	115	328
1989	81,5	83,1	87	415	1840	439	188	263	526	548	306	149	410
1990	108	98,7	104	805	1910	850	288	175	329	486	188	144	457
1991	116	101	90,8	491	2280	526	176	180	277	337	194	199	414
1992	129	98,6	96	152	2660	468	256	138	181	174	136	106	383
1993	97,1	86,7	84,3	92,8	2640	946	586	332	416	331	157	133	492
1994	99	89,4	83,5	486	1730	789	308	133	174	386	182	132	383
1995	104	95,9	105	1290	1500	404	336	258	299	425	250	184	438
1996	117	85,6	86,1	91,2	1480	430	364	297	140	214	346	226	323
1997	112	88,7	93,9	181	2330	435	125	103	110	355	188	107	352
1998	78	63,8	60,7	72,8	2010	769	631	353	278	647	435	150	462

Окончание таблицы таблицы А.1

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср. год
1999	112	92,1	86,2	361	1060	891	226	310	273	432	278	146	356
$\bar{Q}_{\text{мес}}$	101,4	85,0	79,6	253,9	1690,7	730,1	302,6	228,1	276,5	369,8	283,1	152,7	379,5

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Расчеты сработки-наполнения водохранилища Слудинской ГЭС

Таблица Б.1 – ВЭР режима ГЭС в маловодном году по правильному варианту гарантированной мощности

Месяц, декада	Расходы, м <sup>3</sup> /с											Объёмы, км <sup>3</sup>			Отметки, м				Напор Н, м	Мощность N, МВт	Гарантированная мощность Nгар-МВт
	Бытовой расход Qбыт	потери на				Полезный бытовой расход Qпол.б.	Расход из водохранилища Qводх	Расход ВХК QВХК	Расход через турбины QГЭС	Расход холостых сбросов Qх.сбр.	Расход нижнего бьефа Qнб	Объём начальный Vнач.	Приращение объёма ΔV	Объём конечный Vкон	верхнего бьефа			Отметка НБ ЗНБ.			
		Шлюзование Qшл	Фильтрация Qф	Испарение Qисп	Льдообразование Qл										Начальная отметка Zнач. ВБ	Конечная отметка Zкон.ВБ	Средняя отметка Z.ср.ВБ				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
<b>Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году по первому варианту гарантированной мощности</b>																					
Ме с.	Qбыт м <sup>3</sup> /с	Qшл м <sup>3</sup> /с	Qф, м <sup>3</sup> /с	Qисп, м <sup>3</sup> /с	Qл, м <sup>3</sup> /с	Qпол.б, м <sup>3</sup> /с	Qводх, м <sup>3</sup> /с	QВХК, м <sup>3</sup> /с	QГЭС, м <sup>3</sup> /с	Qх.сбр, м <sup>3</sup> /с	Qнб, м <sup>3</sup> /с	Vнач, км <sup>3</sup>	ΔV, км <sup>3</sup>	Vкон, км <sup>3</sup>	Zнач.ВБ, М	Zкон.ВБ, М	Zср.ВБ, М	Zнб, М	НГЭС, М	Nгэс, МВт	Nгар, МВт
X	181	0	3	2	-2,4	179	9	190	188	0	190	10,785	0,023	10,762	109,00	108,95	108,98	74,06	34,62	55	по ВХК
XI	150	0	3	2	3	142	241	190	384	0	387	10,762	0,626	10,137	108,95	108,06	108,51	75,17	33,04	106	106
XII	130	0	3	1	5	121	407	190	527	0	530	10,137	1,054	9,083	108,06	106,82	107,44	73,61	33,53	148	148
I	81	0	3	1	9	69	472	190	541	0	543	9,083	1,224	7,860	106,82	104,47	105,64	72,67	32,67	148	148
II	63	0	3	1	8	51	408	190	460	0	463	7,860	1,059	6,801	104,47	101,89	103,18	75,37	27,51	106	106

## Продолжение приложения Б

Продолжение таблицы Б.1

Месяц, декада	Расходы, м <sup>3</sup> /с											Объёмы, км <sup>3</sup>			Отметки, м				Напор Н, м	Мощность N, МВт	Гарантированная мощность Nгар. МВт
	Бытовой расход Qбыт	потери на				Полезный бытовой расход Qпол.б.	Расход из водохранилища Qводх	Расход ВХК QВХК	Расход через турбины QГЭС	Расход холостых сбросов Qх.сбр.	Расход нижнего бьефа Qнб	Объём начальный Vнач.	Приращение объёма ΔV	Объём конечный Vкон	верхнего бьефа			Отметка НБ ЗНБ.			
		Шлюзование Qшл	Фильтрация Qф	Испарение Qисп	Льдообразование Qл										Начальная отметка Zнач. ВБ	Конечная отметка Zкон.ВБ	Средняя отметка Zср.ВБ				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
<b>Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году по первому варианту гарантированной мощности</b>																					
Ме с.	Qбыт м <sup>3</sup> /с	Qшл м <sup>3</sup> /с	Qф, м <sup>3</sup> /с	Qисп, м <sup>3</sup> /с	Qл, м <sup>3</sup> /с	Qпол.б, м <sup>3</sup> /с	Qводх, м <sup>3</sup> /с	QВХК, м <sup>3</sup> /с	QГЭС, м <sup>3</sup> /с	Qх.сбр, м <sup>3</sup> /с	Qнб, м <sup>3</sup> /с	Vнач, км <sup>3</sup>	ΔV, км <sup>3</sup>	Vкон, км <sup>3</sup>	Знач. ВБ, М	Зкон. ВБ, М	Зср.ВБ, М	Знб, М	НГЭС, М	Нгэс, МВт	Нгар, МВт
III	55	0	3	1	5	46	141	190	187	0	190	6,80 1	0,36 5	6,43 6	101,89	101,00	101,4 5	74, 06	27,09	42	по ВХК
IV	145	0	3	1	0	141	46	190	187	0	190	6,43 6	0,11 9	6,31 7	101,00	100,72	100,8 6	74, 06	26,50	42	по ВХК
V	150 1	0	3	15	-2	1485	-1298	190	187	0	190	6,31 7	- 3,36 4	9,68 1	100,72	107,58	104,1 5	73, 76	30,09	47	по ВХК
VI	585	0	3	6	-6	582	-395	190	187	0	190	9,68 1	- 1,02 4	10,7 05	107,58	108,84	108,2 1	73, 75	34,16	54	по ВХК

## Продолжение приложения Б

Продолжение таблицы Б.1

Месяц, декада	Расходы, м <sup>3</sup> /с											Объёмы, км <sup>3</sup>			Отметки, м				Напор Н, м	Мощность N, МВт	Гарантированная мощность Nгар. МВт
	Бытовой расход Qбыт	потери на				Полезный бытовой расход Qпол.б.	Расход из водохранилища Qводх	Расход ВХК QВХК	Расход через турбины QГЭС	Расход холодных сбросов Qх.сбр.	Расход нижнего бьефа Qнб	Объём начальный Vнач.	Приращение объёма ΔV	Объём конечный Vкон	верхнего бьефа			Отметка НБ ЗНБ.			
		Шлюзование Qшл	Фильтрация Qф	Испарение Qисп	Льдообразование Qл										Начальная отметка Zнач. ВБ	Конечная отметка Zкон.ВБ	Средняя отметка Zср.ВБ				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
<b>Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году по первому варианту гарантированной мощности</b>																					
Ме с.	Qбыт м <sup>3</sup> /с	Qшл м <sup>3</sup> /с	Qф, м <sup>3</sup> /с	Qисп, м <sup>3</sup> /с	Qл, м <sup>3</sup> /с	Qпол.б, м <sup>3</sup> /с	Qводх, м <sup>3</sup> /с	QВХК, м <sup>3</sup> /с	QГЭС, м <sup>3</sup> /с	Qх.сбр, м <sup>3</sup> /с	Qнб, м <sup>3</sup> /с	Vнач, км <sup>3</sup>	ΔV, км <sup>3</sup>	Vкон, км <sup>3</sup>	Знач. ВБ, М	Zкон. ВБ, М	Zср.ВБ, М	Zнб, М	НГЭС, М	Нгэс, МВт	Nгар, МВт
VII	199	0	3	2	-10	204	-17	190	187	0	190	10,705	-0,044	10,749	108,84	108,93	108,89	73,76	34,83	55	по ВХК
VII I	196	0	3	2	-8	199	-12	190	187	0	190	10,749	-0,031	10,780	108,93	108,99	108,96	73,76	34,90	55	по ВХК
IX	193	0	3	2	-0,6	189	-2	190	187	0	190	10,780	-0,004	10,785	108,99	109,00	108,99	73,76	34,93	55	по ВХК

## Продолжение приложения Б

Таблица Б.2 – ВЭР режима ГЭС в средневодном году по правильному варианту гарантированной мощности

Месяц, декада	Расходы, м <sup>3</sup> /с											Объёмы, км <sup>3</sup>			Отметки, м				Напор Н, м	Мощность N, МВт	Гарантированная мощность Nгар, МВт
	Бытовой расход Qбыг	потери на				Полезный бытовой расход Qпол.б.	Расход из водохранилища Qводх	Расход ВХК QВХК	Расход через турбины QГЭС	Расход холостых сбросов Qх.сбр.	Расход нижнего бьефа Qнб	Объём начальный Vнач.	Приращение объёма ΔV	Объём конечный Vкон	верхнего бьефа			Отметка НБ ЗНБ.			
		Шлюзование Qшл	Фильтрация Qф	Испарение Qисп	Льдообразование Qл										Начальная отметка Zнач. ВБ	Конечная отметка Zкон.ВБ	Средняя отметка Z.ср.ВБ				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
<b>Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году по первому варианту гарантированной мощности</b>																					
Ме с.	Qбыт м <sup>3</sup> /с	Qшл м <sup>3</sup> /с	Qф, м <sup>3</sup> /с	Qисп, м <sup>3</sup> /с	Qл, м <sup>3</sup> /с	Qпол.б, м <sup>3</sup> /с	Qводх, м <sup>3</sup> /с	QВХК, м <sup>3</sup> /с	QГЭС, м <sup>3</sup> /с	Qх.сбр, м <sup>3</sup> /с	Qнб, м <sup>3</sup> /с	Vнач, км <sup>3</sup>	ΔV, км <sup>3</sup>	Vкон, км <sup>3</sup>	Знач.В Б, М	Zкон.В Б, М	Zср.В Б, М	Zнб, М	НГЭС, М	Nгэс, МВт	Nгар, МВт
X	260	0	3	2	-2,4	257	9	190	266	0	190	10,785	0,023	10,762	109,00	108,95	108,98	73,76	34,92	78	по ВХК
XI	244	0	3	2	3	236	229	190	465	0	468	10,762	0,594	10,168	108,95	108,10	108,52	75,34	32,88	128	106
XII	198	0	3	1	5	189	375	190	564	0	567	10,168	0,972	9,196	108,10	106,98	107,54	70,23	37,01	175	148
I	96	0	3	1	9	83	470	190	553	0	556	9,196	1,218	7,978	106,98	104,74	105,86	71,52	34,04	158	148
II	78	0	3	1	7	67	403	190	470	0	473	7,978	1,045	6,933	104,74	102,22	103,48	75,30	27,88	110	106

## Продолжение приложения Б

Продолжение таблицы Б.2

Месяц, декада	Расходы, м <sup>3</sup> /с											Объёмы, км <sup>3</sup>			Отметки, м				Напор Н, м	Мощность N, МВт	Гарантированная мощность Nгар. МВт
	Бытовой расход Qбыт	потери на				Полезный бытовой расход Qпол.б.	Расход из водохранилища Qводх	Расход ВХК QВХК	Расход через турбины QГЭС	Расход холодных сбросов Qх.сбр.	Расход нижнего бьефа Qнб	Объём начальный Vнач.	Приращение объёма ΔV	Объём конечный Vкон	верхнего бьефа			Отметка НБ ЗНБ.			
		Шлюзование Qшл	Фильтрация Qф	Испарение Qисп	Льдообразование Qл										Начальная отметка Zнач. ВБ	Конечная отметка Zкон.ВБ	Средняя отметка Zср.ВБ				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
<b>Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году по первому варианту гарантированной мощности</b>																					
Ме с.	Qбыт м <sup>3</sup> /с	Qшл м <sup>3</sup> /с	Qф, м <sup>3</sup> /с	Qисп, м <sup>3</sup> /с	Qл, м <sup>3</sup> /с	Qпол.б, м <sup>3</sup> /с	Qводх, м <sup>3</sup> /с	QВХК, м <sup>3</sup> /с	QГЭС, м <sup>3</sup> /с	Qх.сбр, м <sup>3</sup> /с	Qнб, м <sup>3</sup> /с	Vнач, км <sup>3</sup>	ΔV, км <sup>3</sup>	Vкон, км <sup>3</sup>	Знач. ВБ, М	Zкон. ВБ, М	Zср.ВБ, М	Zнб, М	НГЭС, М	Нгэс, МВт	Nгар, МВт
III	74	0	3	1	5	65	140	190	205	0	208	6,933	0,363	6,570	102,22	101,33	101,77	74,19	27,28	47	по ВХК
IV	207	0	3	1	0	203	98	190	301	0	304	6,570	0,254	6,316	101,33	100,72	101,02	74,74	25,98	66	по ВХК
V	1680	0	3	15	-2	1664	-1477	190	187	0	190	6,316	3,828	10,144	100,72	108,07	104,39	73,76	30,33	48	по ВХК
VI	640	0	3	6	-6	637	-210	190	427	0	430	10,144	0,544	10,688	108,07	108,81	108,44	74,94	33,20	119	по ВХК



## Окончание приложения Б

Продолжение таблицы Б.2

Месяц, декада	Расходы, м <sup>3</sup> /с											Объёмы, км <sup>3</sup>			Отметки, м				Напор Н, м	Мощность N, МВт	Гарантированная мощность Nгар. МВт
	Бытовой расход Qбыт	потери на				Полезный бытовой расход Qпол.б.	Расход из водохранилища Qводх	Расход ВХК QВХК	Расход через турбины QГЭС	Расход холодных сбросов Qх.сбр.	Расход нижнего бьефа Qнб	Объём начальный Vнач.	Приращение объёма ΔV	Объём конечный Vкон	верхнего бьефа			Отметка НБ ЗНБ.			
		Шлюзование Qшл	Фильтрация Qф	Испарение Qисп	Льдообразование Qл										Начальная отметка Zнач. ВБ	Конечная отметка Zкон.ВБ	Средняя отметка Zср.ВБ				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
<b>Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году по первому варианту гарантированной мощности</b>																					
Ме с.	Qбыт м <sup>3</sup> /с	Qшл м <sup>3</sup> /с	Qф, м <sup>3</sup> /с	Qисп, м <sup>3</sup> /с	Qл, м <sup>3</sup> /с	Qпол.б, м <sup>3</sup> /с	Qводх, м <sup>3</sup> /с	QВХК, м <sup>3</sup> /с	QГЭС, м <sup>3</sup> /с	Qх.сбр, м <sup>3</sup> /с	Qнб, м <sup>3</sup> /с	Vнач, км <sup>3</sup>	ΔV, км <sup>3</sup>	Vкон, км <sup>3</sup>	Знач. ВБ, М	Зкон. ВБ, М	Зср.ВБ, М	Знб, М	НГЭС, М	Нгэс, МВт	Нгар, МВт
VII	359	0	3	2	-10	364	-34	190	331	0	334	10,688	-0,087	10,775	108,81	108,98	108,90	74,55	34,05	95	по ВХК
VII I	328	0	3	2	-8	331	-12	190	319	0	322	10,775	-0,031	10,806	108,98	109,04	109,01	74,50	34,21	92	по ВХК
IX	314	0	3	2	-0,6	310	0	190	310	0	313	10,806	0,000	10,806	109,04	109,04	109,04	74,46	34,28	89	по ВХК

# ПРИЛОЖЕНИЕ Г

## Основное и вспомогательное оборудование

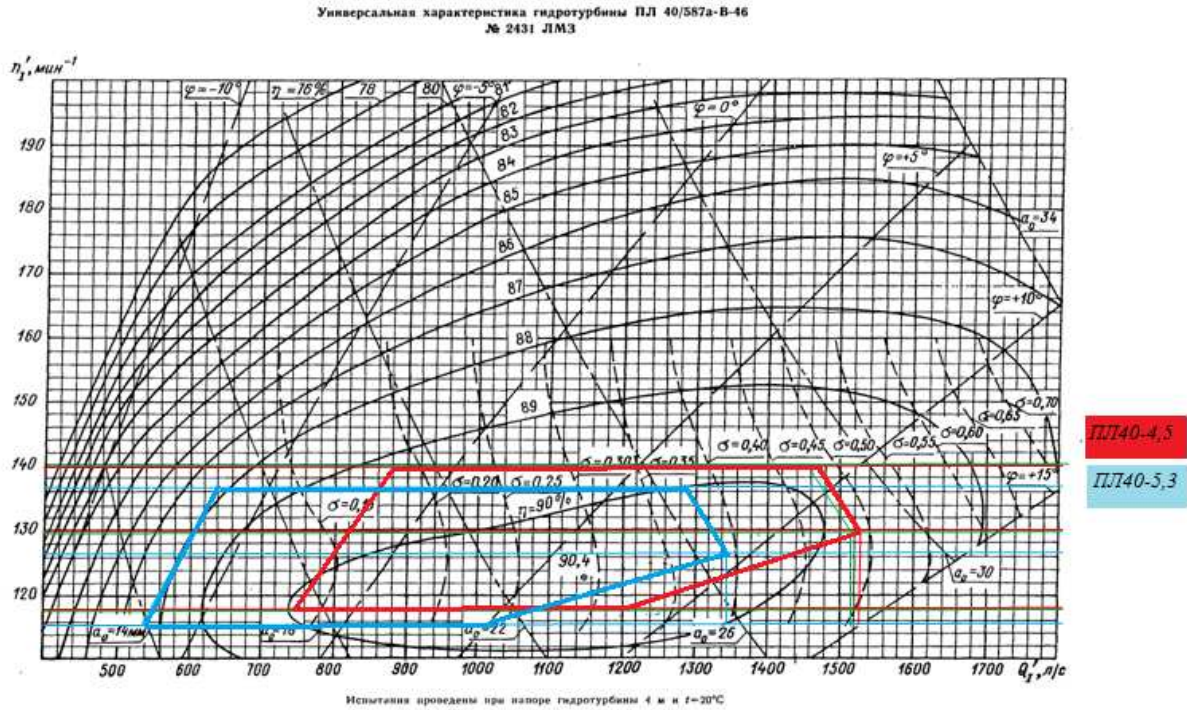


Рисунок Г.1 – Главная универсальная характеристика с обозначенной рабочей зоной для гидротурбин ПЛ40-а-450 и ПЛ40-а-530

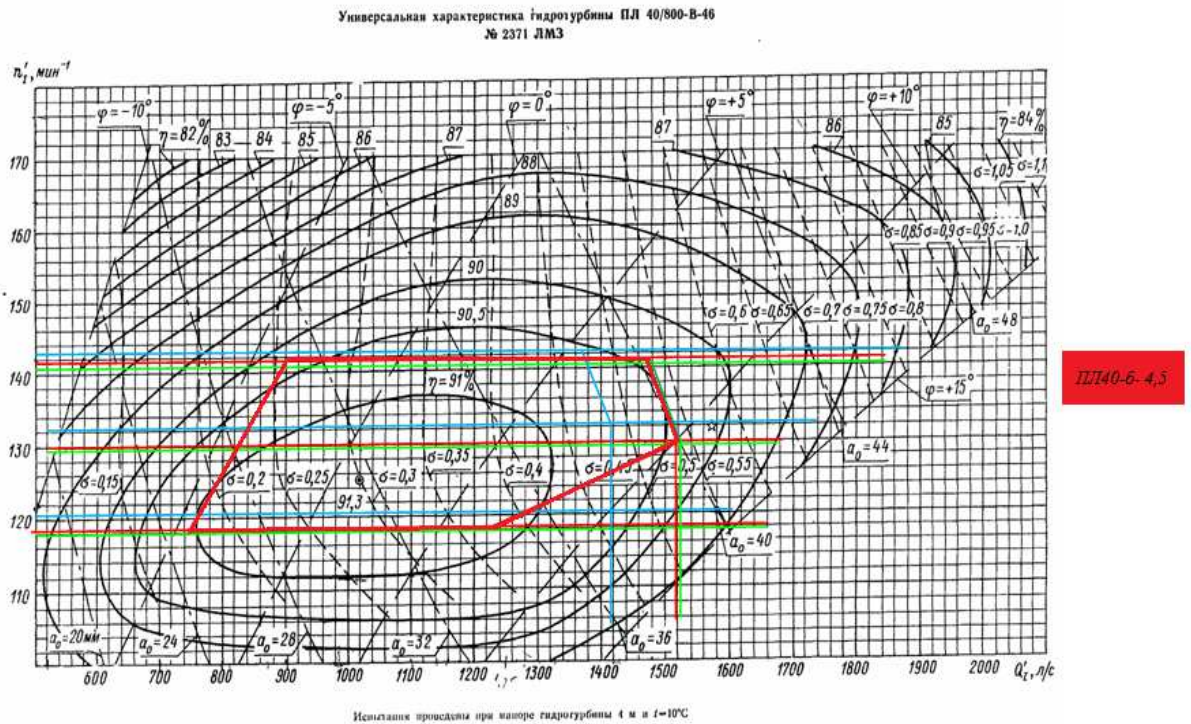


Рисунок Г.2 – Главная универсальная характеристика с обозначенной рабочей зоной для гидротурбины ПЛ40-б-450

Окончание приложения Г

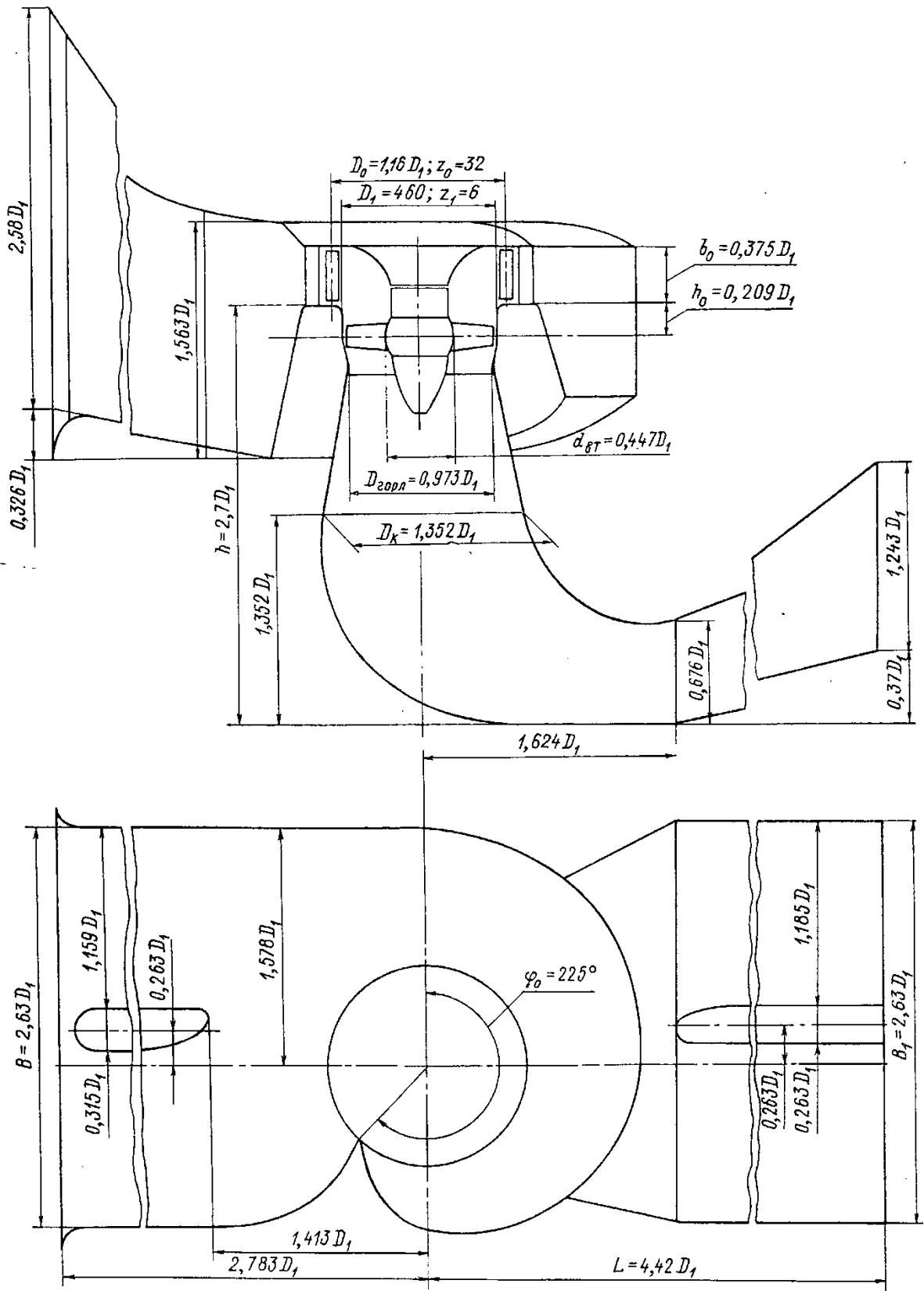


Рисунок Г.3 – Проточная часть модели гидротурбины ПЛ40-а

## ПРИЛОЖЕНИЕ Д

### Устройства РЗА

Таблица Д.1 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. Защита продольная	IΔG	Ток срабатывания, I <sub>СР.О</sub>	0,28 · I <sub>Н</sub>	1,42 А	
		Коэффициент торможения, K <sub>T</sub>	0,5	-	
		Уставка начального торможения, I <sub>НТ</sub>	0,6 · I <sub>Н</sub>	2,95 А	
		Тормозной ток, В	1,5 · I <sub>Н</sub>	7,3 А	
		Ток отсечки, I <sub>ОТС</sub>	2,0 · I <sub>Н</sub>	9,82 А	
ЗЗГ	U <sub>0</sub>	t <sub>1</sub>	U <sub>01G</sub>	-	10 В
		t <sub>2</sub>	U <sub>0G</sub>	-	15 В
	U <sub>03</sub>		Коэффициент торможения, K <sub>T</sub>	1,5	-
ЗПН	U >	2 ступень	U <sub>СР2</sub>	1,4 · U <sub>Н</sub>	140 В
		1 ступень	U <sub>СР1</sub>	1,2 · U <sub>Н</sub>	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I <sub>2</sub>	СО	I <sub>2СИГН</sub>	0,07 · I <sub>Н</sub>	0,34 А
		ПО	I <sub>2ПУСК</sub>	0,12 · I <sub>Н</sub>	0,59 А
		ОТС I	I <sub>2С.З.</sub>	0,80 · I <sub>Н</sub>	3,93 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I <sub>1</sub>	СО	I <sub>СИГН</sub>	1,07 · I <sub>Н</sub>	5,25 А
		ПО	I <sub>1ПУСК</sub>	1,10 · I <sub>Н</sub>	5,4 А
		ОТС	I <sub>1ОТС</sub>	1,22 · I <sub>Н</sub>	6 А
ДЗ	Z <	1 ступень	Z <sub>I</sub>	0,064	0,12 Ом
		2 ступень	Z <sub>II</sub>	0,47	0,92 Ом
Защита ротора от перегрузки	I <sub>p</sub>	СО	I <sub>p СИГН.</sub>	1,07 · I <sub>НОМ.Р</sub>	0,97 А
		ПО	I <sub>p ПУСК.</sub>	1,1 · I <sub>НОМ.Р</sub>	0,99 А
		Отсечка	I <sub>p ПУСК.</sub>	2,24 · I <sub>НОМ.Р</sub>	2,03 А
Защита выпрямительного трансформатора		ТО	I <sub>ТО</sub>	23,35 · I <sub>НОМ.те</sub>	24,98
		МТЗ	I <sub>МТЗ</sub>	2,13 · I <sub>НОМ.те</sub>	2,28

## Окончание приложения Д

Таблица Д.2 – Матрица отключений защит

Действие	Защиты		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-220 и В-ТСН	Предупредительный сигнал	Отключение ШСВ	
	Наименование	Обозначение								
Диф. защита продольная	IΔG		+	+	+	+				
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$						+		
		$t_2$	+	+	+					
	$U_{03}$	$t$	+	+	+					
ЗПН	$U >$	1 ступень $t_1$	+	+						
		2 ступень $t_2$	+	+						
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО						+		
		ИО		+	+					
		ОТС I	$t_1$					+		+
			$t_2$							
		$t_3$	+	+						
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО						+		
		ИО		+	+					
		ОТС	$t_1$					+		+
			$t_2$							
		$t_3$	+	+						
ДЗ	$Z <$	1 ступень	$t_1$				+			
			$t_2$	+	+	+				
		2 ступень	$t_1$							+
			$t_2$					+		
		$t_3$	+	+						
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО						+		
		ИО		+	+					
		Отсечка		+	+					
Защита выпрямительного трансформатора		ТО		+	+					
		МТЗ		+	+					

## ПРИЛОЖЕНИЕ Е

### Компоновка и сооружение гидроузла

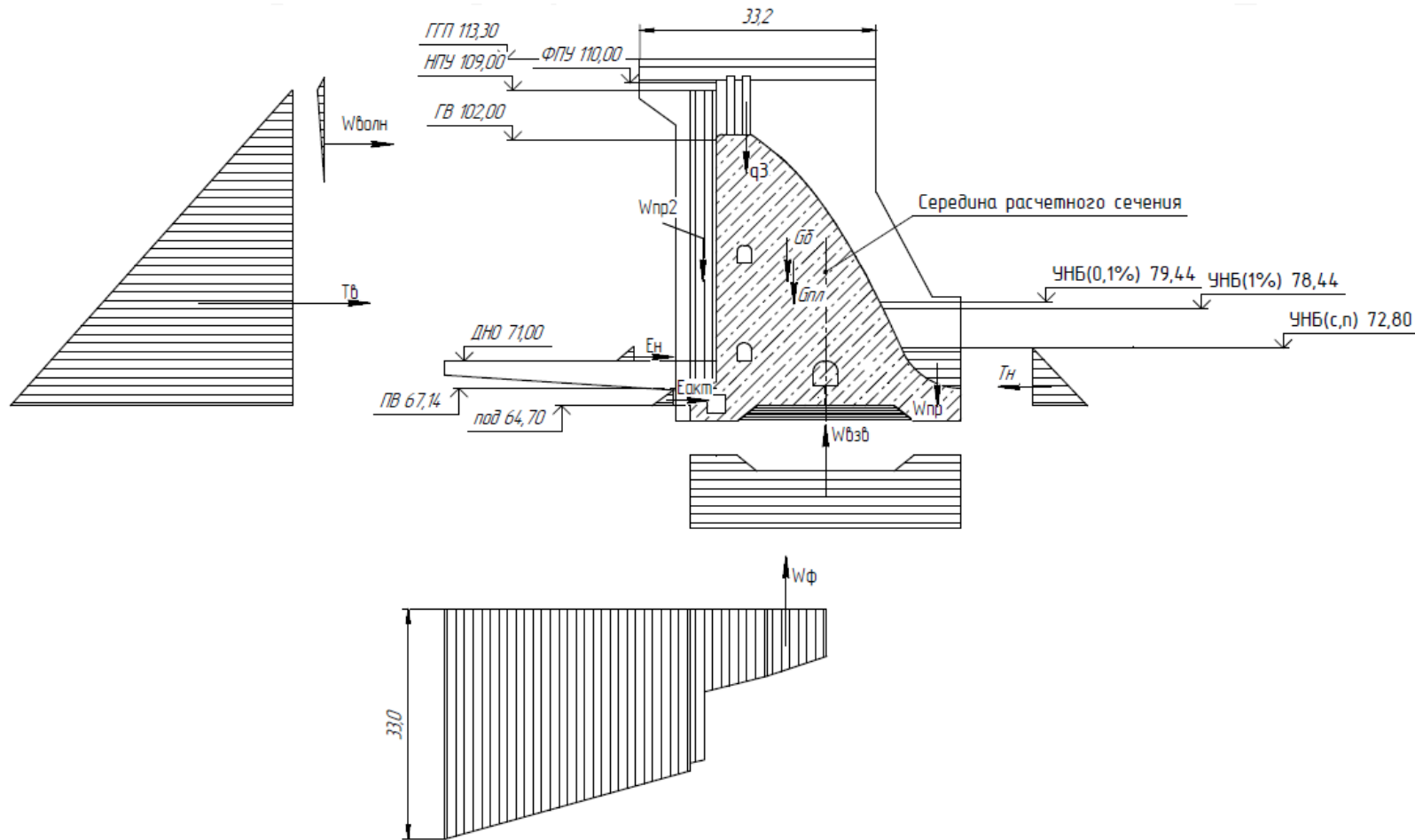


Рисунок Е.1 – Нагрузки, действующие на водосливную плотину


Министерство науки и высшего образования РФ  
Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Саяно-Шушенский филиал СФУ  
институт

Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических систем  
и электрических сетей  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

  
подпись      инициалы, фамилия

«16» июня 2022 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника  
код – наименование направления

Проектирование Слудинской ГЭС на реке Пинега. Оценка технического  
состояния основного оборудования после установленного срока службы  
тема

Руководитель

  
подпись, дата

Доцент кафедры ГГЭЭС

Саяно-Шушенского  
филиала СФУ

ученая степень, ученое звание,  
должность, место работы

В.И.Татарников  
инициалы, фамилия

Выпускник

  
подпись, дата

Д.И. Иванова  
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2022

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Слудинской ГЭС на реке Пинега. Оценка технического состояния основного оборудования после установленного срока службы»

Консультанты по разделам:

Консультант руководителя БР

12.06.22 А.Т. Мичурин  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Водно-энергетические расчёты

30.06.22 Е.Ю. Замеева  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

14.07.22 Д.В. Карачинский  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Электрическая часть

14.07.22 А.Т. Мичурин  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

19.04.22 М.С. Пармакин  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и гидроузла

16.06.22 С.А. Касаткина  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

16.06.22 В.И. Козлов  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

16.06.22 В.А. Казанов  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

20.04.22 В.В. Лапачева  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Нормоконтролер

16.06.22 К.П. Сивилкина  
подпись, дата                      инициалы, фамилия