

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Саяно–Шушенский филиал  
институт

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанции, электроэнергетических  
систем и электрических сетей»  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ А.А. Ачитаев  
подпись      инициалы, фамилия

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника  
код – наименование направления

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЛЕСОВСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ВОЛГА.  
ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ МЕЖДУ МАЛЫМИ ГЭС И СОЛНЕЧНЫМИ  
ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ**

Руководитель	_____	к.т.н доцент кафедры ГГЭЭС <u>Саяно-Шушенского филиала СФУ</u>	<u>А.А. Ачитаев</u>
	подпись, дата	должность, ученая степень	инициалы, фамилия
Выпускник	_____		<u>А.Н. Гарбузов</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Лесовской ГЭС на реке Волга. Взаимодействие между малыми ГЭС и солнечными электростанциями».

Консультанты по  
разделам:

Консультант руководителя БР

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Водно–энергетические расчёты

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное  
оборудование

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Электрическая часть

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Технико–экономическое обоснование

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

## СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ ЛЕСОВСКОЙ ГЭС .....	6
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС .....	9
1.1 Природные условия .....	9
1.1.1 Климат .....	9
1.1.2 Гидрологические данные .....	9
1.1.3 Инженерно-геологические условия .....	12
1.1.4 Сейсмические условия .....	12
1.2 Энерго – экономическая характеристика района .....	12
1.3 Аналоги проектируемого гидроузла .....	12
2 Водноэнергетические расчеты .....	13
2.1 Регулирование стока воды .....	13
2.1.1 Исходные данные .....	13
2.1.2 Кривые обеспеченности расходов .....	13
2.1.3 Выбор расчётного маловодного и средневодного года .....	14
2.2 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы .....	16
2.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы .....	17
2.4 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС по маловодному году .....	18
2.5 Определение установленной мощности ГЭС, баланс мощностей .....	19
2.6 Водноэнергетические расчёты по условию средневодного года .....	20
3 Основное и вспомогательное оборудование .....	21
3.1 Выбор числа и типа агрегатов .....	21
3.1.1 Построение режимного поля .....	21
3.1.2 Выбор номинального диаметра и основных характеристик гидротурбины, определение частоты вращения, рабочей зоны на универсальной характеристике .....	22
3.2 Гидротурбины и их проточная часть .....	25
3.2.1 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины .....	25
3.2.2 Определение геометрических размеров проточной части .....	26
3.3 Выбор гидрогенератора .....	29
3.4 Выбор типа и габаритных размеров маслонапорной установки .....	30
4 Электрическая часть .....	32
4.1 Выбор главной схемы электрических соединений и схемы СН .....	32
4.2 Выбор трансформаторов .....	32
4.2.1 Главные повышающие трансформаторы .....	32
4.2.2 Выбор трансформаторов собственных нужд .....	33
4.3 Распределительное устройство .....	33
4.3.1 Выбор проводов отходящих воздушных линий .....	33
4.3.2 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения .....	34

4.4	Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания распределительного устройства высшего напряжения с применением программного комплекса RastrKZ.....	35
4.4.1	Расчёт исходных данных .....	35
4.4.2	Внесение исходных данных в программный комплекс RastrKZ.....	36
4.5	Выбор электрических аппаратов .....	36
4.5.1	Определение расчетных токов .....	37
4.5.2	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 15,75 кВ .....	38
4.5.3	Выбор трансформаторов тока и напряжения .....	38
4.5.4	Выбор выключателей и разъединителей 500 кВ .....	39
5	Релейная защита и автоматика .....	41
5.1	Перечень защит основного оборудования .....	41
5.2	Параметры защищаемого оборудования .....	42
5.3	Расчет номинальных параметров .....	43
5.4	Описание защит и расчет их уставок .....	44
5.4.1	Продольная дифференциальная защита генератора ( $I_{\Delta G}$ ) .....	44
5.4.2	Поперечная дифференциальная защита ( $I_{\Delta >}$ ).....	46
5.4.3	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора ( $U_N$ ( $U_0$ )) .....	46
5.4.4	Защита от повышения напряжения ( $U_{1 >}$ ), ( $U_{2 >}$ ).....	49
5.4.5	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ ) .....	49
5.4.6	Защита от симметричных перегрузок ( $I_1$ ) .....	53
5.4.7	Дистанционная защита генератора $Z_1 <$ , $Z_2 <$ .....	55
5.4.8	Защита от перегрузки обмотки ротора .....	58
5.5	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор .....	59
6	Состав и компоновка сооружений.....	60
6.1	Исходные данные .....	60
6.2	Состав и компоновка сооружений гидроузла .....	60
6.3	Проектирование сооружений напорного фронта .....	60
6.3.1	Определение отметки гребня плотины.....	61
6.3.2	Гидравлический расчёт бетонной водосливной плотины .....	63
6.4	Конструирование бетонной плотины .....	73
6.4.1	Определение ширины подошвы плотины .....	73
6.4.2	Определение ширины подошвы плотины .....	73
6.4.3	Дренаж в теле бетонной плотины .....	74
6.4.4	Дренажные устройства в основании .....	75
6.4.5	Разрезка бетонной водосливной плотины швами .....	76
6.4.6	Быки.....	76
6.4.7	Устои .....	76
6.4.8	Галереи в теле плотины .....	77
6.4.9	Рисберма.....	77

6.5	Определение основных нагрузок на плотину .....	77
6.5.1	Вес сооружения.....	78
6.5.2	Сила гидростатического давления воды.....	78
6.5.3	Взвешивающее и фильтрационное давления .....	79
6.5.4	Давление наносов.....	80
6.5.5	Волновое воздействие .....	82
6.6	Расчёт прочности плотины .....	82
6.8	Расчёт устойчивости плотины .....	85
7	Мероприятия по охране окружающей среды Лесовского гидроузла .....	87
7.1	Охрана природы .....	87
7.1.1	Общие сведения, охрана окружающей среды.....	87
7.1.2	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	87
7.1.3	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища .....	89
7.1.4	Отходы, образующиеся при строительстве.....	91
7.1.5	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации .....	91
8	Безопасность гидротехнических сооружений, охрана труда .....	93
8.2	Пожарная безопасность .....	95
8.2.1	Объекты водяного пожаротушения на ГЭС.....	96
8.2.2	Пожарная безопасность в кабельных помещениях .....	97
9	Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации .....	99
9.1	Оценка объемов реализации электроэнергии .....	99
9.2	Текущие расходы по гидроузлу .....	99
9.3	Налоговые расходы .....	103
9.4	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности... ..	103
9.5	Оценка инвестиционного проекта .....	104
9.5.1	Методология, исходные данные .....	104
9.5.2	Коммерческая эффективность проекта.....	105
10	Взаимодействие между малыми ГЭС и солнечными электростанциями ..	106
10.1	Малые ГЭС .....	106
10.2	Солнечные электростанции .....	106
10.3	Взаимодействие между ГЭС и солнечными электростанциями .....	107
10.4	Значение малых сетей энергоснабжения.....	108
10.5	Вывод .....	108
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	109
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	111
	ПРИЛОЖЕНИЕ А_Анализ исходных данных .....	114
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б_Основное и вспомогательное оборудование .....	119
	ПРИЛОЖЕНИЕ В_Геологический разрез по створу плотины реки Волга .....	121
	ПРИЛОЖЕНИЕ Г_Таблица уставок и матрица отключений защит .....	123

## СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ ЛЕСОВСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки ..... Волга;
2. Местонахождение ГЭС ..... Ивановская область;
3. Тип проектируемой установки ..... ГЭС;
4. Характерные расходы воды:
  - а) среднемноголетний ..... 985 м<sup>3</sup>/с;
  - б) максимальный с обеспеченностью: 0,1% ..... 9538 м<sup>3</sup>/с;  
0,01% ..... 11055 м<sup>3</sup>/с;
  - в) минимальный ..... 480 м<sup>3</sup>/с;
5. Параметры водохранилища:
  - а) характер регулирования стока ..... годовой;
  - б) отметка: НПУ ..... 120,00 м;  
ФПУ ..... 121,00 м;  
УМО ..... 107,00 м.
  - в) объемы:  
полный ..... 10,52 км<sup>3</sup>;  
полезный ..... 6,26 км<sup>3</sup>;
6. Напоры ГЭС:
  - а) максимальный ..... 38,00 м;
  - б) расчетный ..... 29,00 м;
  - в) минимальный ..... 22,20 м;
7. Энергетические характеристики:
  - а) мощность:  
установленная ..... 443 МВт;  
гарантированная ..... 443 МВт;
  - б) среднемноголетняя выработка энергии ..... 1,55 млрд. кВт·ч;
8. Бетонная плотина (общая длина / максимальная высота):
  - а) правобережная глухая ..... 153,00 м / 54,8 м;
  - б) водосливная ..... 240,00 м / 54,8 м;
  - в) станционная ..... 153,00 м / 54,8 м;
  - г) левобережная глухая ..... 131,00 м / 54,8 м;
9. Водосбросные сооружения
  - а) тип ..... поверхностный водослив;
  - б) число и ширина пролетов ..... 10 отверстий по 16 м;
  - в) общая длина ..... 240 м;
10. Здание ГЭС:
  - а) тип здания ..... приплотинное;
  - б) число агрегатов ..... 3;
  - б) грунты в основании ..... известняк;
  - в) тип спиральной камеры ..... бетонная;
  - г) тип отсасывающей трубы ..... изогнутая;
11. Основное оборудование:
  - а) тип турбины ..... ПЛ40а-В-900;

- б) тип генератора..... СВ-1260/185-76 УХЛ4;
- в) мощность генератора ..... 150 МВт;
- г) частота вращения ..... 100 об/мин;
- д) тип трансформаторов..... ТДЦ-250000/500;

12. Техничко-экономические показатели:

- а) удельные показатели ..... 72418,7 руб./кВт;
- б) себестоимость энергии ..... 0,45 руб/кВт·ч;
- в) срок окупаемости ..... 10 лет.

## ВВЕДЕНИЕ

Гидроэлектростанции занимают особо важное место в современных энергетических системах, выполняя главную роль по регулированию её параметров в нестационарных режимах, а также покрывая наиболее неравномерную часть графиков нагрузки. Кроме того, низкая стоимость товарной продукции ГЭС весьма положительно сказывается на ценообразовании электроэнергии на рынке её сбыта.

Гидростанции – один из самых эффективных источников энергии. Коэффициент полезного действия гидравлических турбин достигает 97%, что существенно выше КПД турбин других типов электростанций.

В себестоимости производства электроэнергии на гидростанциях отсутствует топливная составляющая, что делает энергию более конкурентоспособной в условиях рынка.

Гидростанции являются наиболее маневренными из всех типов электростанций. Гидростанции способны при необходимости увеличивать выработку и выдаваемую мощность в течение нескольких минут, тогда как тепловым станциям для этого требуется несколько часов, а атомным – сутки. Это позволяет ГЭС покрывать пиковые нагрузки и поддерживать частоту тока в энергосистеме.

Гидроэнергетические мощности вносят ощутимый вклад в обеспечение системной надежности и в конечном итоге надежной работы всей Единой электроэнергетической системы страны.

Все эти преимущества подталкивают к строительству новых гидроэлектростанций.



# 1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС

Волга – река в Европейской части России. Длина реки 3530 км, площадь водосбора 1360 тыс. км<sup>2</sup>. Бассейн Волги занимает около 1/3 Европейской территории России и простирается от Валдайской и Среднерусской возвышенностей на западе до Урала на востоке. Основная, питающая часть водосборной площади Волги, от истока до городов Нижнего Новгорода и Казани, расположена в лесной зоне, средняя часть бассейна до городов Самары и Саратова в лесостепной зоне, нижняя часть в степной зоне до Волгограда, а южнее в полупустынной зоне. Волгу принято делить на три части: верхняя Волга от истока до устья Оки, средняя Волга от впадения Оки до устья Камы и нижняя Волга от впадения Камы до впадения в Каспийское море.

## 1.1 Природные условия

### 1.1.1 Климат

Климат – умеренно-континентальный с холодными зимами и тёплым летом (рисунок 1.1). Средняя температура января -12°C, июля +18°C. Среднегодовая влажность 79%, осадков около 600 мм в год (максимум – летом).

Показатель	Янв.	Фев.	Март	Апр.	Май	Июнь	Июль	Авг.	Сен.	Окт.	Нояб.	Дек.	Год
Абсолютный максимум, °С	6,6	6,5	17,9	27,6	31,9	33,2	37,1	37,3	30,2	22,9	12,4	9,4	37,3
Средний максимум, °С	-7,8	-6,9	-0,6	8,4	16,9	21,1	23,4	21,4	14,8	6,7	-0,6	-5,5	7,7
Средняя температура, °С	-10,9	-10,4	-4,5	3,8	11,4	15,9	18,3	16,2	10,2	3,6	-3	-8,2	3,6
Средний минимум, °С	-14,2	-14	-8,1	-0,1	6,5	10,9	13,5	11,7	6,6	1,0	-5,3	-11,2	-0,1
Абсолютный минимум, °С	-46,4	-39,3	-31,1	-19	-5,5	-2,7	3,2	1,4	-5,8	-18,5	-28,8	-44,4	-46,4
Норма осадков, мм	32	24	26	33	47	69	71	70	63	57	44	38	574

Рисунок 1.1 – Таблица температур и осадков в районе строительства

### 1.1.2 Гидрологические данные

Исток Волги — ключ у деревни Волговерховье в Тверской области. В верхнем течении, в пределах Валдайской возвышенности Волга проходит через небольшие озёра — Малое и Большое Верхиты, затем через систему крупных озёр, известных как Верхневолжские озёра: Стерж, Вселуг, Пено и Волго, объединённые в Верхневолжское водохранилище (рисунок 1.2).

Основное питание Волги осуществляется снеговыми (60 % годового стока), грунтовыми (30 %) и дождевыми (10 %) водами. Естественный режим характеризуется весенним половодьем (апрель — июнь), малой водностью в период летней и зимней межени и осенними дождевыми паводками (октябрь). Годовые колебания уровня Волги до регулирования достигали у Твери 11 м, ниже Камского устья — 15—17 м и у Астрахани — 3 м. С постройкой

водохранилищ сток Волги зарегулирован, колебания уровня резко уменьшились.

Волга принимает около двухсот притоков главнейшими из которых являются: Кама и Ока, так же более мелкие реки: Тверца, Медведица, Молога, Шексна, Кострома, Унжа, Керженец, Сура, Ветлуга, Свияга, Кама.



Рисунок 1.2 – Бассейн реки Волга

Ряд гидрологических наблюдений за рекой Волга за период 1950-1999 гг. представлен в приложении А, таблица А.1. Координаты кривой связи верхнего и нижнего бьефа представлены в таблице 1.1, на рисунке 1.3 и 1.4.

Таблица 1.1 – Координаты кривых связи верхнего и нижнего бьефа

Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа		Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа			
		зимняя		летняя	
$Z_{ВВ}, м$	$W, км^3$	$Z_{НБ}, м$	$Q, м^3/с$	$Z_{НБ}, м$	$Q, м^3/с$
80	0	80	0	80	0
84	0,08	81,2	230	81,2	150
88	0,32	82,2	460	82,2	299
92	0,8	82,9	690	82,9	449
96	1,44	83,4	920	83,4	598
100	2,2	83,8	1150	83,8	748
104	3,12	84,2	1380	84,2	897

Окончание таблицы 1.1.

Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа		Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа			
		зимняя		зимняя	
$Z_{ВБ}, \text{ м}$	$Z_{НБ}, \text{ м}$	$Z_{НБ}, \text{ м}$	$Z_{НБ}, \text{ м}$	$Z_{НБ}, \text{ м}$	$W, \text{ км}^3$
108	4,64	84,5	1610	84,5	1047
112	6,36	85	2070	85	1346
116	8,32	85,8	2990	85,8	1944
120	10,52	86	3400	86	2210
-	-	86,1	3709	86,1	2411
-	-	86,2	4260	86,2	2769
-	-	86,3	4540	86,3	2951
-	-	86,4	5010	86,4	3257
-	-	86,5	5321	86,5	3459

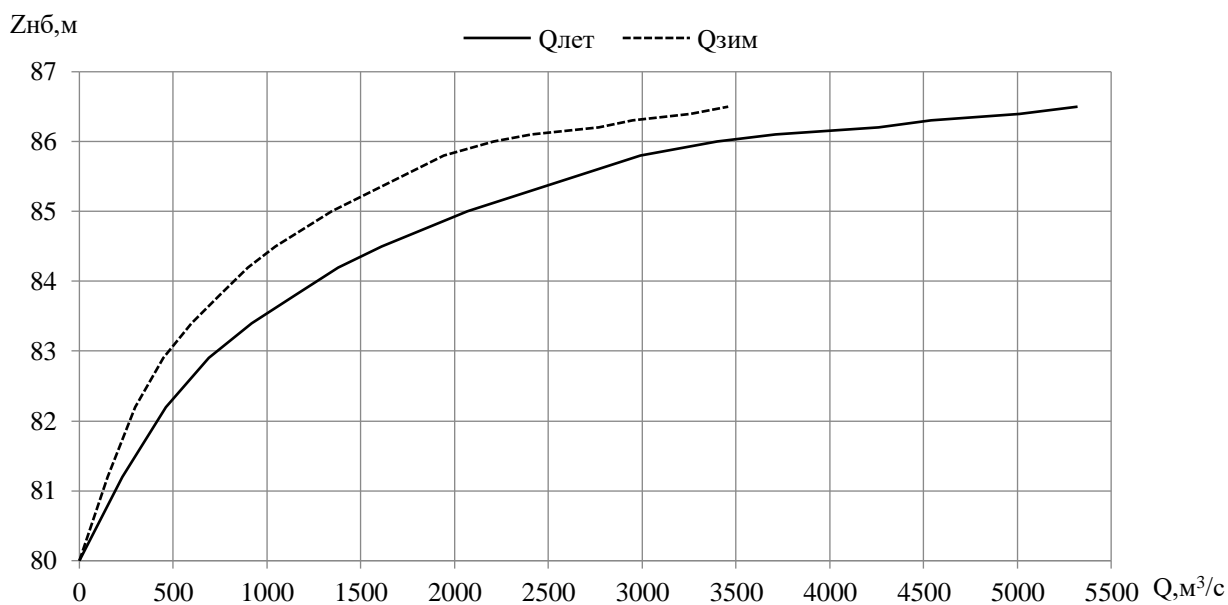


Рисунок 1.3 – Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа

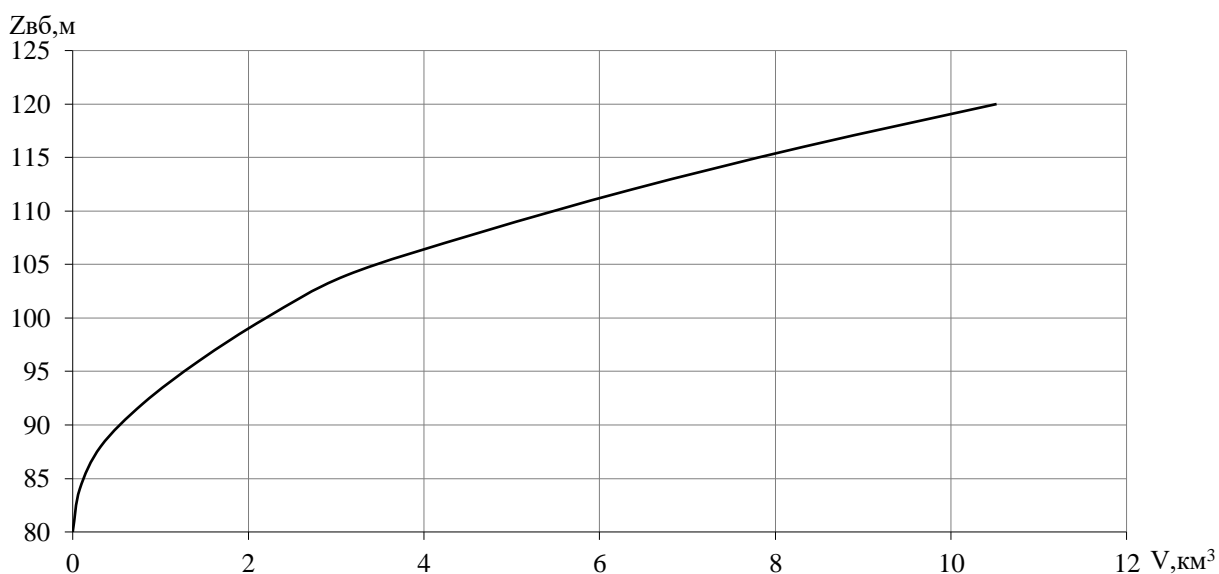


Рисунок 1.4 – Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа

### **1.1.3 Инженерно-геологические условия**

Река Волга является видимой границей между лесным низменным Левобережьем (Заволжьем) и относительно приподнятым и большей частью безлесным Правобережьем, являющимся продолжением Приволжской возвышенности.

В основании сооружения залегает известняк. Дно находится на отметке 80,00 метров.

### **1.1.4 Сейсмические условия**

В соответствии с картой сейсмического районирования территории Российской Федерации расчетная сейсмическая интенсивность района расположения ГЭС равна 1-3 баллам шкалы MSK-64.

## **1.2 Энерго – экономическая характеристика района**

Проектируемая Лесовская ГЭС относится к энергосистеме Средней волги.

Электроэнергетический комплекс объединения образуют 80 электростанций, имеющие суммарную установленную мощность 27,6 тыс. МВт (по данным на 01.01.2019), 776 электрических подстанций 110-500 кВ и 1070 линий электропередачи 110-500 кВ, общей протяженностью 35086 км.

ОЭС Средней Волги располагается в Центральной части Единой Энергетической системы России и граничит с энергообъединениями Центра, Юга и Урала, а также с энергосистемой Казахстана. Более 90% от общего количества электрических станций, работающих на территории объединения, составляют тепловые электростанции, при этом 26% установленной мощности приходится на долю ГЭС Волжско-Камского каскада (что также составляет 15% суммарной установленной мощности гидроэлектростанций ЕЭС России). Эта уникальная особенность ОЭС позволяет оперативно изменять генерацию в диапазоне до 4880 МВт, как для регулирования частоты в ЕЭС, так и для поддержания величины транзитных перетоков с ОЭС Центра, Урала и Сибири.

## **1.3 Аналоги проектируемого гидроузла**

В ходе проектирования были выбраны в качестве аналогов следующие станции:

- Иркутская ГЭС
- Нижне-Бурейская ГЭС

## 2 Водноэнергетические расчеты

### 2.1 Регулирование стока воды

#### 2.1.1 Исходные данные

- кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа и объёмов водохранилища и уровней верхнего бьефа (таблица 1.2, рисунок 1.3 и 1.4);
- энергосистема – ОДУ Средней Волги;
- коэффициент мощности:  $k_N = 8,8$ ;
- потери напора в водоподводящих сооружениях:  $\Delta h = 0,4$ ;
- НПУ Лесовской ГЭС: НПУ = 120 м;
- ряд гидрологических наблюдений за рекой Волга (приложение А, таблица А.1);
- требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 2.1;
- суточные и годовые графики нагрузок (плакат «Использование водной энергии»).

Таблица 2.1 – Требования участников ВХК и потери воды из водохранилища

Q, м <sup>3</sup> /с	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	300	300	350	1500	1000	700	500	300	300	300	300	300
Потребление из водохранилища	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Фильтрация	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
Испарение	-	-	-	-	100,0	193,0	151,0	100,0	-	-	-	-
Льдообразование	19,0	16,0	12,0	13,0	-86,0	-	-	-	-	-	-	26,0

#### 2.1.2 Кривые обеспеченности расходов

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

Определив границы сезонов, необходимо для всех лет ряда вычислить средние расходы за год, маловодный сезон и период половодья. Ранжируется каждая последовательность в порядке убывания. По полученным результатам строятся эмпирические кривые обеспеченности по формуле 2.1:

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

где  $m$  – порядковый номер расхода, ранжированного по убыванию;  
 $n$  – общее количество лет в статистическом ряду.

Результаты расчётов представлены в приложении А, таблица А.2. Расчётные значения обеспеченности для выбора маловодного года принимаются равным 90%, средневодного – 50%. Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень представлены на рисунке 2.1.

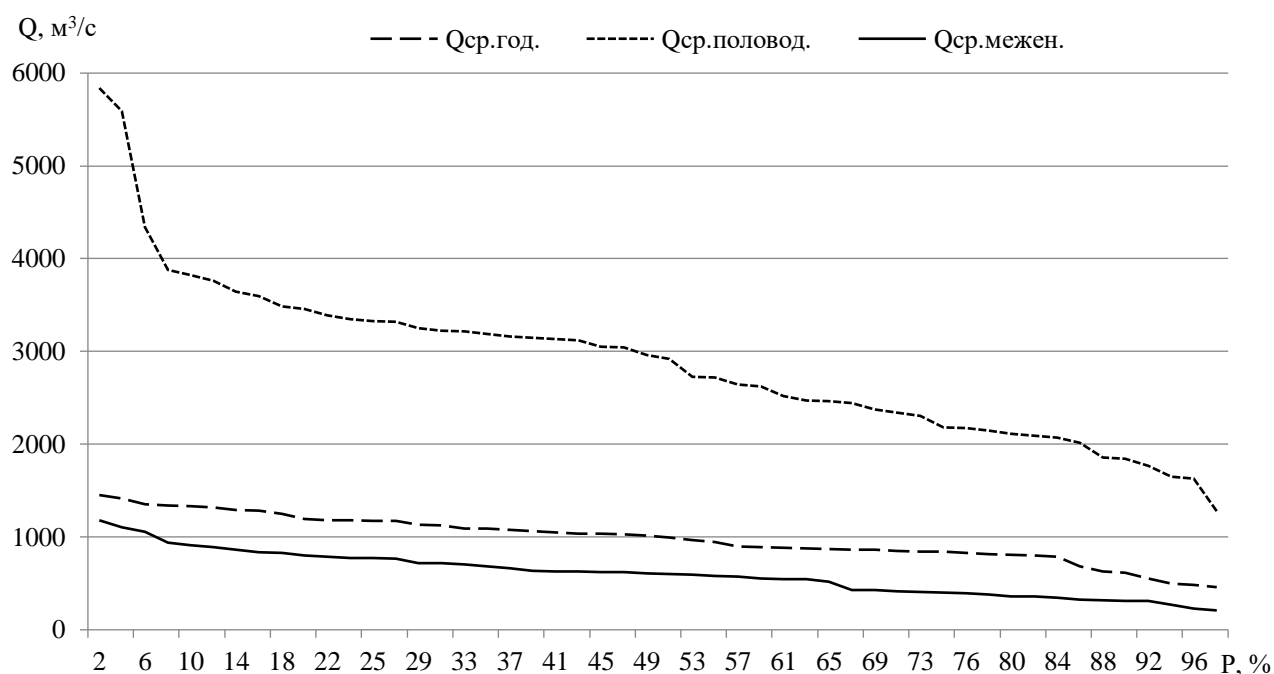


Рисунок 2.1 - Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень

### 2.1.3 Выбор расчётного маловодного и средневодного года

По расчетным обеспеченностям определяются маловодный и средневодный год. За маловодный принимается год со среднегодовой обеспеченностью 90%, в данном случае 1964 год.

$$K_M = \frac{Q_{M \text{ баз}}}{Q_{M 1964}} = 0,97. \quad (2.2)$$

$$K_{II} = \frac{Q_{II \text{ баз}}}{Q_{II 1964}} = 0,88. \quad (2.3)$$

Для обеспеченности (P=50%) отсутствует конкретный год, выбираем среди двух значений (1976, 1985 годы) (приложение А, таблица А.2). Вычисляем коэффициенты по межени и половодью для трех годов и выбираем тот, у которого коэффициенты приведения будут ближе к единице.

Для средневодного 1976 года:

$$K_M = \frac{Q_{M \text{ баз}}}{Q_{M 1976}} = 1,03. \quad (2.4)$$

$$K_{II} = \frac{Q_{II \text{ баз}}}{Q_{II 1976}} = 0,96. \quad (2.5)$$

Для средневодного 1985 года:

$$K_M = \frac{Q_{M \text{ баз}}}{Q_{M 1985}} = 1,02; \quad (2.6)$$

$$K_{II} = \frac{Q_{II \text{ баз}}}{Q_{II 1985}} = 0,94. \quad (2.7)$$

В качестве расчетного средневодного принимаем 1976 год, так как этот год требует меньшую корректировку расходов.

В средневодном году имеем расходы меньшие, чем маловодном. Необходима корректировка с обязательным соблюдением условия сохранения средневодного и сезонных расходов. После корректировки получаем:

Результаты приведения и корректировки представлены в таблице 2.2. Расчётные гидрографы представлены на рисунке 2.2.

Таблица 2.2 – Расчётные гидрографы маловодного и средневодного года  
Расходы в кубических метрах в секунду

P, %	Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_i^{90\%}$ , М <sup>3</sup> /с	1964	315	385	366	1917	2261	538	190	174	182	268	396	376
$Q_i^{\text{пр}90\%}$ , М <sup>3</sup> /с	1964	307	375	356	1690	1994	524	185	169	177	261	386	366
$Q_i^{50\%}$ , М <sup>3</sup> /с	1976	231	327	441	3058	3036	1915	1011	715	336	249	233	363
$Q_i^{\text{пр}50\%}$ , М <sup>3</sup> /с	1976	237	336	453	2931	2910	1968	1039	735	345	256	239	373
$Q_i^{\text{кор}50\%}$ , М <sup>3</sup> /с	1976	437	436	453	2931	2910	1568	839	635	345	356	439	473

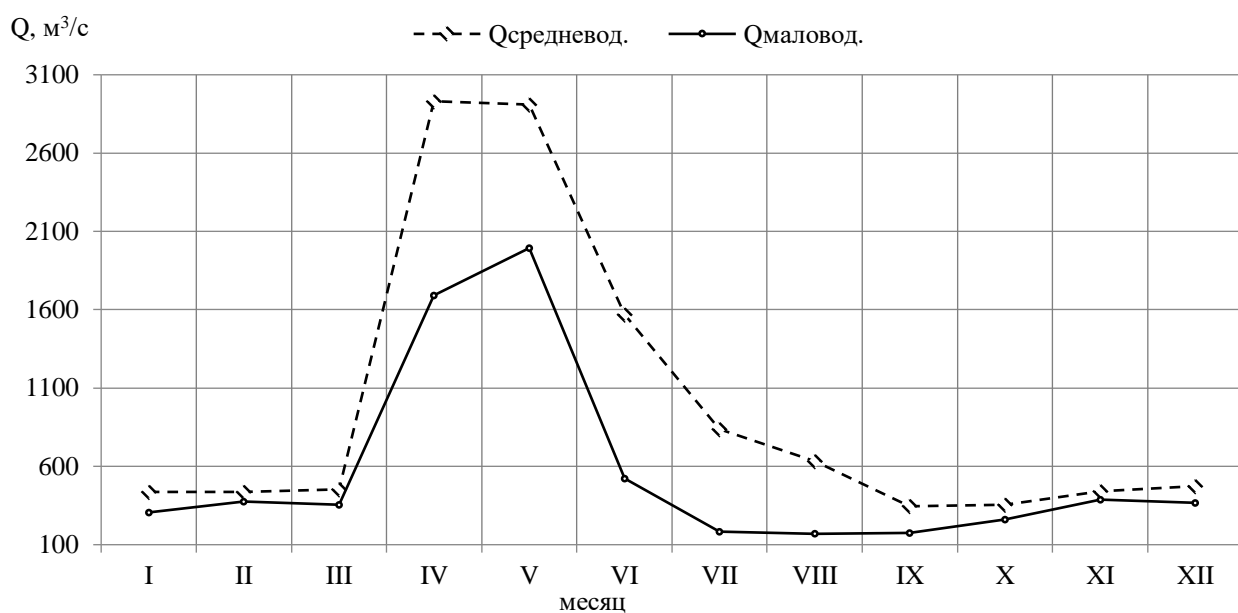


Рисунок 2.2 – Расчётные гидрографы маловодного и средневодного года

## 2.2 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы

Для заданного графика нагрузки объединенной энергосистемы Средней Волги определяем коэффициенты плотности суточного летнего  $\beta_{сут}^л$  и зимнего  $\beta_{сут}^з$  графиков нагрузки, а также коэффициент летнего снижения нагрузки относительно зимнего статического максимума

$$\beta_{сут}^л = P_{ср} / P_{max} = 0,90; \beta_{сут}^з = P_{ср} / P_{max} = 0,92; \alpha_{лет} = \frac{P_{max}^{лет}}{P_{max}^{зим}} = 0,78 \text{ (летний суточный график}$$

нагрузки соответствует нагрузкам, сложившимся в данной ОЭС средней Волги 22.06.2018 года, и соответственно, зимний суточный график нагрузки соответствует нагрузкам за сутки 21.12.2018 года).

Для построения интегральной кривой нагрузки ранжируем нагрузку в течение суток в убывающем порядке, делим на зоны, соответствующие приращениям нагрузки, определяем выработку электроэнергии в данной зоне. Расчет координат интегральной кривой нагрузки сведем в таблицы А.3 и А.4 Приложения А для летнего и зимнего периодов соответственно. Суточные графики нагрузки и интегральная кривая нагрузки для зимнего периода представлены на рисунке 1.3.



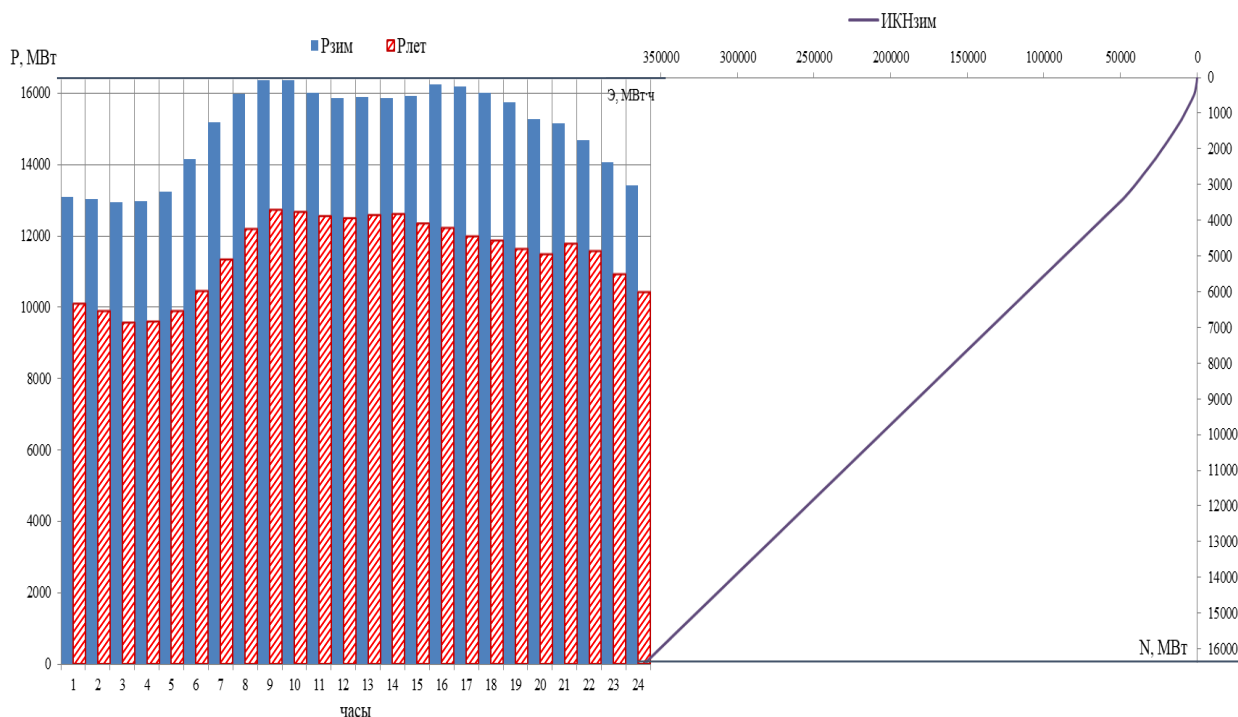


Рисунок 2.3 – Суточные графики нагрузки ОЭС Средней Волг и ИКН для зимнего периода

## 2.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Максимальная нагрузка энергосистемы носит синусоидальный характер и для рабочего дня каждого месяца определяется по формуле:

$$P_t^{max} = a + b \cdot \cos(30^\circ \cdot t - 15^\circ) \quad (2.8)$$

где  $t$  – порядковый номер месяца в году;

$a$ ,  $b$ , – коэффициенты, которых определяются по формулам [1]:

$$a = \frac{P_c^{max} + P_l^{max}}{2} = P_c^{max} \cdot \frac{1 + a_{лет}}{2} \quad (2.9)$$

$$b = \frac{P_c^{max} - P_l^{max}}{2} = P_c^{max} \cdot \frac{1 - a_{лет}}{2} \quad (2.10)$$

Среднемесячные нагрузки энергосистемы рассчитаем по формуле:

$$\bar{P}_t = P_t^{max} \cdot \beta_t^{сум} \cdot \sigma_{мес} \quad (2.11)$$

где  $\beta_t^{сум}$  – коэффициент плотности суточного графика нагрузки  $t$ -го месяца;  
 $\sigma_{мес}$  – коэффициент внутримесячной неравномерности нагрузки,

$$\sigma_{мес} = 0,955 [1].$$

Поскольку известен только для лета (июня) и зимы (декабря), то промежуточные значения найдем по линейному закону (2.9).

Расчет графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы представлен в таблице А5 Приложения А.

Графики максимальных и среднемесячных мощностей представлены на рисунке 2.4.

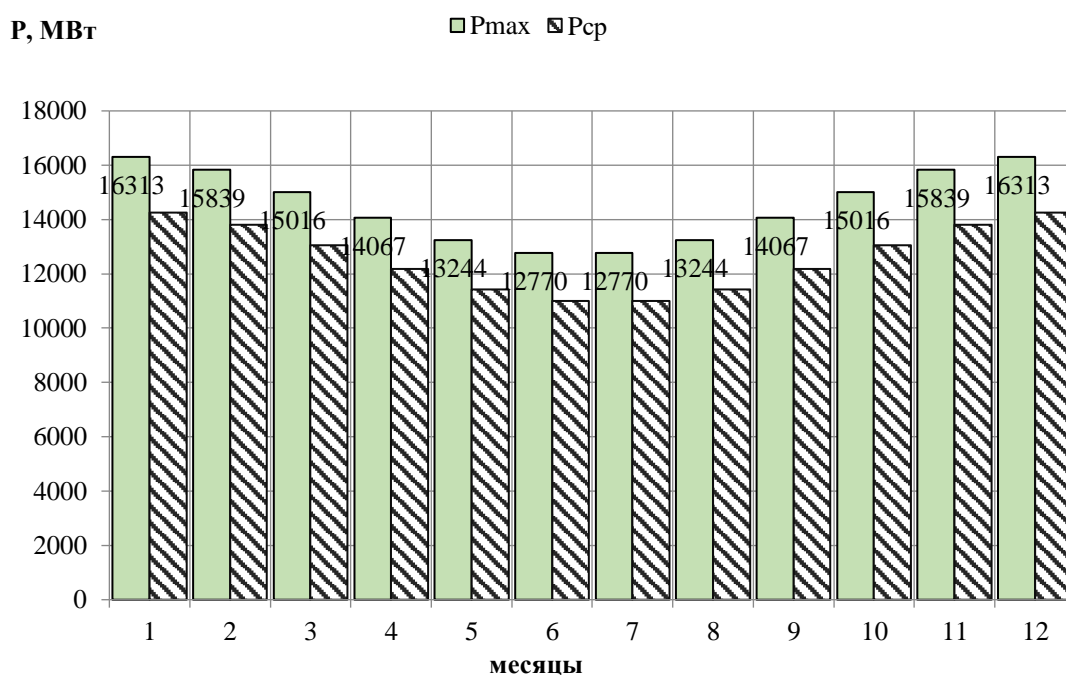


Рисунок 2.4 – Графики максимальных и средних нагрузок энергосистемы

## 2.4 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС по маловодному году

Расчет работы водохранилища ГЭС производится на заданный режим среднемесячных мощностей. Обязательным условием для водно-энергетических расчётов является равенство уровней воды в водохранилище в начале и в конце расчётного периода регулирования. Это условие обусловлено необходимостью использования всей полезной ёмкости водохранилища. За начало сработки водохранилища принимается месяц после окончания половодья, в данном случае – это октябрь. Расчёт начинается с момента, когда водохранилище наполнено и, следовательно, уровень воды в нём равен НПУ. Целью ВЭР режима работы ГЭС в маловодном году является определение гарантированной мощности, проектируемой ГЭС, отметки УМО, и полезного объёма водохранилища. Результат расчета представлен в приложении А таблицы А.6, А.7. График сработки-наполнения водохранилища на рисунке 2.3.

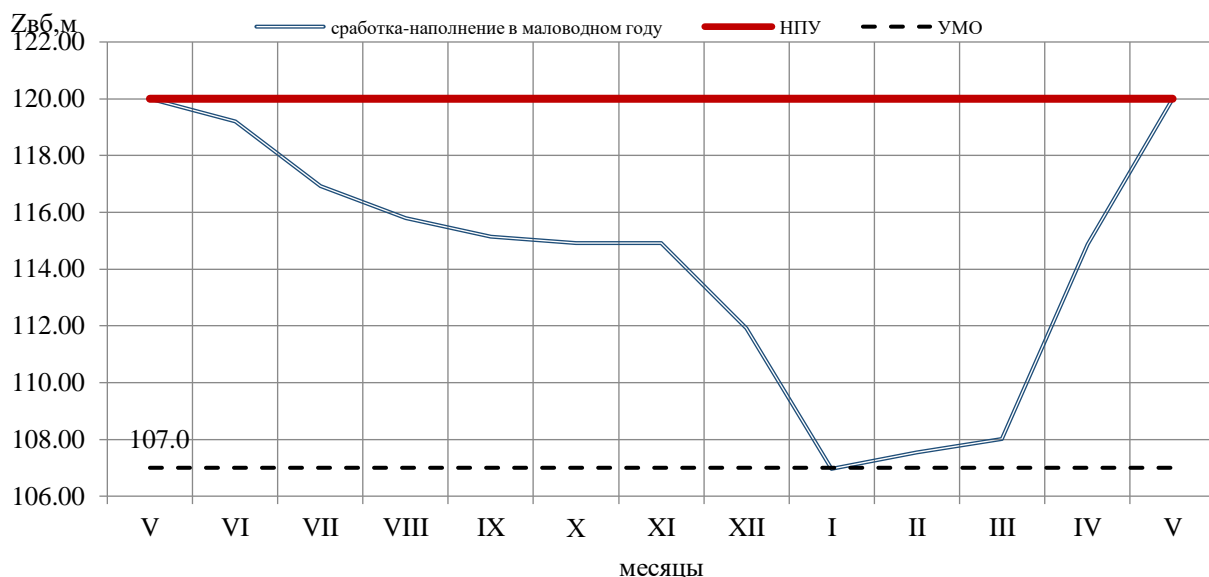


Рисунок 2.3 – График сработки-наполнения водохранилища

## 2.5 Определение установленной мощности ГЭС, баланс мощностей.

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв системы равен  $1\% P_{\text{макс.}}^{\text{сис.}}$ , аварийный резерв составляет  $5\%$  от  $P_{\text{макс.}}^{\text{сис.}}$ .

Нагрузочный резерв располагается полностью на существующих ГЭС, аварийный резерв целесообразно размещать на ТЭС. Таким образом:

$$N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}} = N_{\text{раб.вып}}^{\text{пр.ГЭС}} + N_{\text{рез}} = 443 + 0 = 443 \text{ МВт.} \quad (2.12)$$

Установленную мощность ТЭС представим в виде суммы:

$$N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}} = N_{\text{раб}}^{\text{ТЭС}} + N_{\text{рез}}. \quad (2.13)$$

Планирование капитальных ремонтов оборудования энергосистемы производится с учетом технико-экономических особенностей. Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т.е. на ГЭС имеется свободная мощность. При этом продолжительность ремонта гидроагрегатов ГЭС принимается равной 30 дней, а частота их проведения – 1 раз в блет.

Ремонтная площадь существующих ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{сущ.ГЭС}}}{8} \cdot 1 \text{ мес} = 422 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год.} \quad (2.14)$$

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{пр.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}}}{8} \cdot 1 \text{мес} = 28 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год.} \quad (2.15)$$

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

Предусмотрены следующие нормы простоя оборудования: ТЭС с поперечными связями – 15 дней; блочные ТЭС – 30 дней.

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \left( \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot \frac{1}{2} \text{мес} + \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot 1 \text{мес} \right) \cdot \frac{1}{2} =$$

$$= \left( \frac{10758}{4} + \frac{10758}{2} \right) = 8068 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год.} \quad (2.16)$$

## 2.6 Водноэнергетические расчёты по условию средневодного года

Водно-энергетические расчеты в средних по водности условия проводятся с целью получения одной из важнейших характеристик проектируемого гидроузла – среднегодовой выработки ГЭС.

При этом выполняются следующие условия:

- 1) Расходы в реке соответствуют 50% обеспеченности
- 2) Обязательная сработка водохранилища до УМО

По результатам ВЭР среднего по водности года определим выработку:

- Выработка 1,55 млрд. кВт·ч.
- 

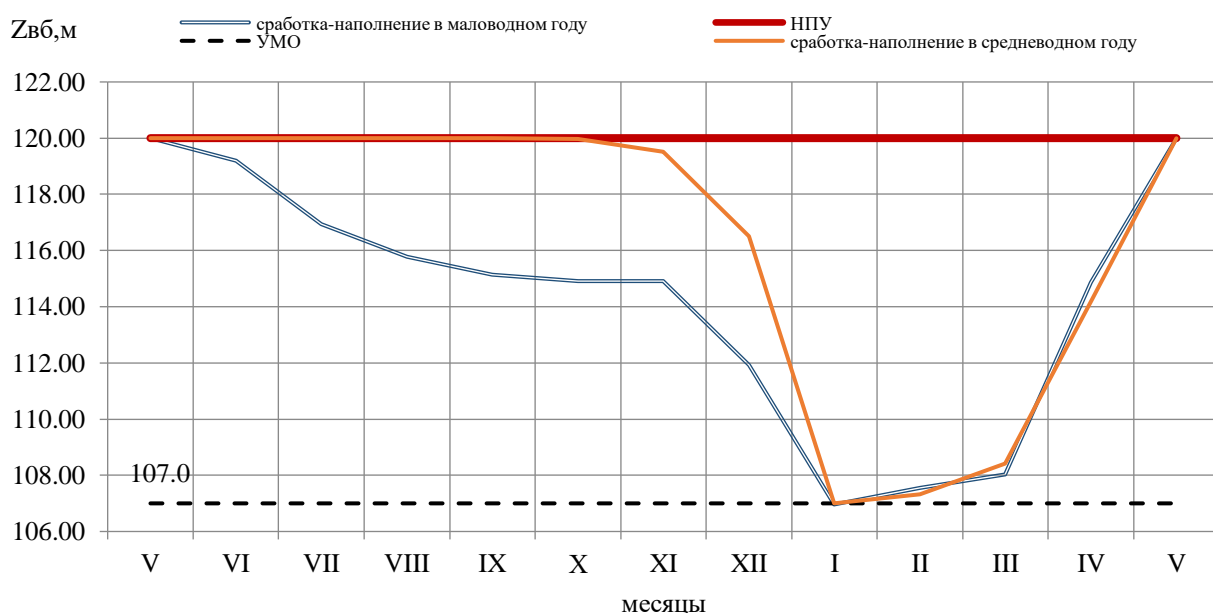


Рисунок 2.3 – График сработки-наполнения водохранилища для маловодного и средневодного года

### 3 Основное и вспомогательное оборудование

#### 3.1 Выбор числа и типа агрегатов

##### 3.1.1 Построение режимного поля

Рабочее поле – это пространство, ограниченное линиями  $H(Z_{НПУ}, Q_{ГЭС})$  и  $H(Z_{УМО}, Q_{ГЭС})$ . Слева наносится ограничение по минимальному расходу, справа – ограничения по турбине и генератору. Максимальная мощность должна выдаваться станцией при расчётном напоре и всех напорах, выше расчетного.

Таблица 3.1 – Данные для построения режимного поля

$Q_{НБ},$ м <sup>3</sup> /с	$Z_{НБ},$ м	$\Delta h, м$	$Z_{НПУ},$ м	$Z_{УМО},$ м	$Z_{ВБ1},$ м	Напорные хар-ки			Огр. по мощности		Огр. по пропуск. способности	
						$H_{НПУ},$ м	$H_{УМО},$ м	$H_{ЗВБ1},$ м	$Q,$ м <sup>3</sup> /с	$H,$ м	$Q,$ м <sup>3</sup> /с	$H,$ м
0	80	0,4	120,0	107,0	114,0	39,6	26,6	33,6	1400	36,0	1736	29,0
230	81,2	0,4	120,0	107,0	114,0	38,4	25,4	32,4	1420	35,5	1680	27,2
460	82,2	0,4	120,0	107,0	114,0	37,4	24,4	31,4	1440	35,0	1624	25,4
690	82,9	0,4	120,0	107,0	114,0	36,7	23,7	30,7	1460	34,5	1568	23,7
920	83,4	0,4	120,0	107,0	114,0	36,2	23,2	30,2	1480	34,0	1512	22,0
1150	83,8	0,4	120,0	107,0	114,0	35,8	22,8	29,8	1500	33,6	1456	20,4
1380	84,2	0,4	120,0	107,0	114,0	35,4	22,4	29,4	1520	33,1	1400	18,9
1610	84,5	0,4	120,0	107,0	114,0	35,1	22,1	29,1	1540	32,7	1344	17,4
2070	85	0,4	120,0	107,0	114,0	34,6	21,6	28,6	1560	32,3	1288	16,0
2990	85,8	0,4	120,0	107,0	114,0	33,8	20,8	27,8	1580	31,9	1232	14,6
3400	86	0,4	120,0	107,0	114,0	33,6	20,6	27,6	1600	31,5	1176	13,3
3709	86,1	0,4	120,0	107,0	114,0	33,5	20,5	27,5	1620	31,1	1120	12,1
4260	86,2	0,4	120,0	107,0	114,0	33,4	20,4	27,4	1640	30,7	1064	10,9
4540	86,3	0,4	120,0	107,0	114,0	33,3	20,3	27,3	1660	30,3	1008	9,8
5010	86,4	0,4	120,0	107,0	114,0	33,2	20,2	27,2	1680	30,0	952	8,7
5321	86,5	0,4	120,0	107,0	114,0	33,1	20,1	27,1	1736	29,0	896	7,7

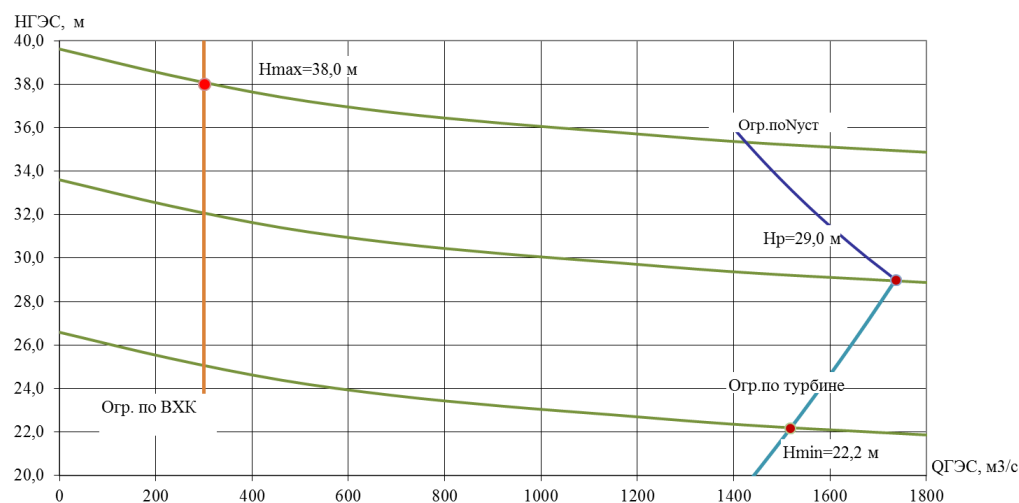


Рисунок 3.1 - Режимное поле проектируемой ГЭС по напору и расходу

Для максимального напора 38,0 м рассмотрена следующие гидротурбины:

- поворотной-лопастная ПЛ40а-В;
- поворотной-лопастная ПЛ40б-В;

$$\frac{H_{\min}}{H_{\text{пред}}} = \frac{22,2}{40} = 0,55 > 0,5. \quad (3.1)$$

Отношение  $H_{\min}/H_{\text{пред}}$  находится в допустимых пределах. Принимаем для дальнейших расчетов гидротурбин ПЛ40а-В и ПЛ40б-В (Таблица 3.2).

Таблица 3.2 – Параметры турбинного оборудования

Параметр		ПЛ40а-В	ПЛ40б-В
Максимальный напор гидротурбин	$H_{\text{пред}}, \text{ м}$	40	40
Диапазон регулирования	$H_{\min} / H_{\max}$	0,5	0,5
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{10}, \text{ мин}^{-1}$	125	123
Оптимальный приведенный расход	$Q'_{10}, \text{ л/с}$	1020	1150
Оптимальный КПД модели	$\eta_{\text{мо}}$	0,913	0,904
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1\max}, \text{ л/с}$	1800	1700
Коэффициент кавитации	$\sigma \text{ при } Q'_{1\max}$	0,65	0,65
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D'_{1\text{м}}, \text{ м}$	0,46	0,46
Напор модельной турбины	$H_{\text{м}}, \text{ м}$	4	4
Температура воды	$t_{\text{м}}, \text{ }^{\circ}\text{C}$	10	20

### 3.1.2 Выбор номинального диаметра и основных характеристик гидротурбины, определение частоты вращения, рабочей зоны на универсальной характеристике

Для выбора диаметра рабочего колеса и количества агрегатов произведен расчет. Определены приведённые частоты вращения, построены рабочие зоны на Главной Универсальной Характеристике. Определим КПД натурной турбины:

$$\eta_{\text{т}} = 1 - (1 - \eta_{\text{м}}) \left( (1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1\text{м}}}{D_1}} \sqrt[10]{\frac{H_{\text{м}}}{H_{\text{п}}^{\text{N}}}} \sqrt[5]{\frac{\nu_{\text{н}}}{\nu_{\text{м}}}} \right), \quad (3.2)$$

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

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

$\nu_{\text{м}}, \nu_{\text{н}}$  – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для

натурных и модельных условий  $t_n$  и  $t_m$ ;

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

Мощность одного агрегата:

$$N_a = 9,81 Q_{1p} D_1^2 H_p^N \sqrt{H_p^N \eta_T \eta_G^{cp}}, \quad (3.3)$$

где  $Q_{1p}$  – приведенный расход в расчетной точке;

$\eta_G^{cp}$  – средний КПД генератора (предварительно принимаем  $\eta_G = 0,96$ ).

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов:

$$Z'_a = \frac{N_{гэс}^{уст}}{N_a}, \quad (3.4)$$

где  $N_{гэс}^{уст} = 443$  МВт – установленная мощность.

Расчитанное число агрегатов  $Z'_a$  округляется  $Z_a$ , после чего уточняется мощность агрегата. Рекомендуется принимать кратное 2 или 3 для того, чтобы главная схема электрических соединений была симметричной.

$$N_a = \frac{N_{уст}}{Z_a}. \quad (3.5)$$

Частота вращения турбины:

$$n = n'_{I p} \cdot \frac{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}{D_1}, \quad (3.6)$$

где  $n'_{I p}$  – приведённая частота вращения модельной гидротурбины в расчётной точке;  $\Delta$  - поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к натуре, равная отношению КПД натурной турбины к КПД модели расчётной точке.

По полученной синхронной частоте вращения принимаем ближайшее стандартное значение синхронной частоты вращения по стандартному ряду.

Для выбранного максимального диаметра турбины и стандартного значения синхронной частоты вращения необходимо нанести на главную универсальную характеристику линии приведённой частоты вращения, соответствующие известным напорам турбины  $H_{max}$ ,  $H_p$  и  $H_{min}$ , предварительно вычислив три значения приведенной частоты вращения:

$$n'_{I min} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{max} \cdot \Delta}}, \quad (3.7)$$

$$n'_{Iрасч} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{расч} \cdot \Delta}}, \quad (3.8)$$

$$n'_{Imax} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{min} \cdot \Delta}}, \quad (3.9)$$

где  $n_c$  – стандартное значение синхронной частоты вращения;

$H$  – напор на станции, соответствует  $H_{max}$ ,  $H_{расч}$  и  $H_{min}$ .

Произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{г ср}}. \quad (3.10)$$

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

$$q'_{Imin} = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H_{min} \cdot \Delta}}, \quad (3.11)$$

$$q'_{Imax} = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.12)$$

где  $Q_{min}$  – минимальный расход через станцию.

Сведем результаты расчетов в таблицу 3.3 и 3.4

Таблица 3.3 - Результаты расчета параметров оборудования для различных значений  $D_1$  гидротурбины ПЛ40а-В

$D_1, м$	9,5	9	8,5	8	7,5	7,1	6,7	6,3
$\eta_m$	0,884	0,884	0,884	0,884	0,884	0,884	0,884	0,884
$\eta_T$	0,932	0,932	0,931	0,931	0,930	0,930	0,929	0,929
$N'a, МВт$	211,26	189,52	168,96	149,59	131,40	117,70	104,76	92,57
$Z'a, шт$	2,10	2,34	2,62	2,96	3,37	3,76	4,23	4,79
$Z_a, шт$	3	3	3	3	4	4	6	6
$N_a, МВт$	147,7	147,7	147,7	147,7	110,8	110,8	73,8	73,8
$\Delta p$	1,054	1,054	1,053	1,053	1,052	1,052	1,051	1,051
$n'c1, об/мин$	72,8	76,8	81,3	86,3	92,1	97,2	103,0	109,5
$nc1, об/мин$	75,0	78,9	83,3	88,2	93,8	100,0	107,1	115,4
$n1 H_{min}, об/мин$	147,3	146,8	146,4	146,0	145,6	146,9	148,5	150,5
$n1 H_p, об/мин$	128,9	128,4	128,1	127,7	127,4	128,6	130,0	131,7
$n1 H_{max}, об/мин$	112,6	112,2	111,9	111,6	111,3	112,3	113,5	115,1



Таблица 3.4 - Результаты расчета параметров оборудования для различных значений  $D_1$  гидротурбины ПЛ40б-В

$D1, м$	9,5	9	8,5	8	7,5	7,1	6,7	6,3
$\eta_m$	0,893	0,893	0,893	0,893	0,893	0,893	0,893	0,893
$\eta_T$	0,935	0,935	0,935	0,934	0,934	0,933	0,933	0,932
$N'a, МВт$	203,25	182,34	162,56	143,93	126,43	113,25	100,80	89,08
$Z'a, шт$	2,18	2,43	2,73	3,08	3,50	3,91	4,39	4,97
$Za, шт$	3	3	3	4	4	4	6	6
$Na, МВт$	147,7	147,7	147,7	110,8	110,8	110,8	73,8	73,8
$\Delta p$	1,048	1,047	1,047	1,046	1,046	1,045	1,044	1,044
$n'c1, об/мин$	71,4	75,3	79,7	84,7	90,3	95,4	101,0	107,4
$nc1, об/мин$	71,4	78,9	83,3	85,7	90,9	100,0	107,1	115,4
$n1 H_{min}, об/мин$	140,7	147,3	146,9	142,3	141,5	147,4	149,0	151,0
$n1 H_p, об/мин$	123,1	128,9	128,5	124,5	123,8	129,0	130,4	132,1
$n1 H_{max}, об/мин$	107,5	112,6	112,3	108,7	108,2	112,7	113,9	115,4

Приведенные частоты вращения для турбин с разным диаметром  $D_1$  (максимальная, расчетная и минимальная) должны размещаться на ГУХ таким образом, чтобы в диапазоне напоров  $H_p - H_{max}$  гидротурбина работала с наибольшим КПД. Так же необходимо стремиться к минимальному числу агрегатов при максимальной мощности. Уточненная расчетная точка должна находиться в области рекомендуемого диапазона расходов и кавитации. На основании вышеперечисленных требований к дальнейшему рассмотрению примем следующие варианты гидротурбин (рисунки 1.2, 1.3):

- ПЛ40а-В:  $Za = 3$ ,  $n_c = 78,9$  об/мин,  $D1 = 9,0$  м;
- ПЛ40б-В:  $Za = 3$ ,  $n_c = 78,9$  об/мин,  $D1 = 9,0$  м.

Гидротурбина ПЛ40б-В из дальнейшего рассмотрения исключается, так как оптимум КПД гидротурбины не находится в рекомендуемом диапазоне приведенных частот вращения, соответствующих диапазону напоров  $H_p - H_{max}$ .

Нецелесообразно рассматривать другие значения диаметров, так как при других значениях диаметров рабочего колеса расчетная точка либо не попадает в рекомендуемый диапазон изменения  $Q'_{max}$  и  $\sigma$ , либо если попадает, то лишь при большом количестве ГА, либо не соответствует рекомендуемому расположению оптимума КПД относительно линий приведенной частоты вращения при  $H_p - H_{max}$ . Следует отметить, что критерием выбора турбины является, в том числе, и минимальное количество ГА).

## 3.2 Гидротурбины и их проточная часть

### 3.2.1 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины

В результате построения рабочих зон гидротурбин остается: ПЛ40а-В-900

с частотой вращения 78,9 об/мин. Определим для данных диаметров высоты отсасывания и отметки установки рабочих колес. Отметку рабочего колеса для обеспечения его бескавитационной работы находим по формуле:

$$\nabla Z_{p.k.} = Z_{НБ}(Q_{НБ}) + H_S, \quad (3.13)$$

где  $Z_{НБ}(Q_{НБ})$  – отметка уровня в НБ при  $Q_{НБ}$ , соответствующем расчётному значению высоты отсасывания  $H_S$ .

Высоту отсасывания рассчитывают для трех наиболее опасных случаев и выбирают наибольшую: работа одного агрегата с  $N_p$  при НПУ, работа одного агрегата с  $N_p$  и  $H_p$ , работа одного агрегата на линии ограничения по турбине с  $N_p$  и  $H_{min}$ .

$$H_S = 10,33 - \frac{\nabla Z_{НБ}(Q_{НБ})}{900} - \sigma H - 1,5 + \nabla Z_{x.пл.}, \quad (3.14)$$

где  $\nabla Z_{НБ}(Q_{НБ})$  - отметка НБ при данном расходе;  $\Delta Z_{x.пл.}$  – разность отметок характерных плоскостей (для РО половина высоты направляющего аппарата);  $\sigma$  – коэффициент кавитации.

Результаты расчетов представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Высоты отсасывания.

-	ПЛ40а – В
$D_1$ , м	9,0 ( $n_c=78,9$ об/мин)
$H_S(H_{max})$ , м	1,52
$H_S(H_p)$ , м	-3,73
$H_S(H_{min})$ , м	0,52
$\nabla Z_{p.k.}$ , м	83,62
$\nabla Z_{p.k.}$ , м	78,87
$\nabla Z_{p.k.}$ , м	82,72

За отметку установки рабочего колеса принимается наименьшая отметка среди вычисленных, так как такой выбор обеспечит бескаватационную работу на всех режимах работы гидротурбины.

### 3.2.2 Определение геометрических размеров проточной части

Для выбранной гидротурбины необходимо рассчитать спиральную камеру. Расчет круглых сечений спиральной камеры. Определена высота направляющего аппарата с ГУХ:

$$b_0 = 0,4 \cdot D_1 = 0,4 \cdot 9,0 = 3,6 \text{ м.} \quad (3.15)$$

Основные параметры статора:

$$D_a = 13,5 \text{ м}, D_b = 11,8 \text{ м}$$

Скорость во входном сечении спиральной камеры определяем по справочным зависимостям  $v_{cp} = f(H)$ , и принимаем  $v_{cp} = 5,3 \text{ м/с}$ . Расход через входное сечение:

$$Q_{вх} = Q_p \cdot \frac{\varphi}{360} = 555,0 \cdot \frac{210}{360} = 324,0 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.16)$$

Площадь входного сечения:

$$F_{вх} = \frac{Q_{вх}}{v_{cp}} = \frac{324,0}{5,3} = 61,1 \text{ м}^2. \quad (3.17)$$

Радиус входного сечения:

$$r_{вх} = \sqrt{\frac{F_{вх}}{\pi}} = \sqrt{\frac{61,1}{3,14}} = 4,41 \text{ м}. \quad (3.18)$$

Дальнейший расчет бетонной спиральной камеры выполняется аналогично. Воспользуемся следующими соотношениями и сведем расчеты в таблицу 3.6.

$$a_i = r_i - r_a; \quad m_i = k_2 \cdot a_i^2, \quad \text{где } k^2 = \frac{m_{вх}}{a_{вх}^2}. \quad (3.19)$$

$$b_i = m_i + b_0 \quad (20) \quad r_k = r_a + m_i \cdot \text{tg}15^\circ. \quad (3.20)$$

Значение интеграла для любого сечения вычисляем по формуле:

$$J_i = b_0 \cdot \ln\left(\frac{r_a}{r_b}\right) + b_i \ln\left(\frac{r_i}{r_a}\right) - r_k \cdot \text{ctg}\gamma \cdot \ln\left(\frac{r_k}{r_a}\right) + m_i. \quad (3.21)$$

Величина угла спирали для любого сечения:

$$\varphi_i = \frac{180}{J_{вх}} \cdot J_i. \quad (3.22)$$

Величина площади сечения:

$$F_i = b_0(r_a - r_b) + (r_i - r_a)b_i - \frac{(b_i - b_0)^2}{2} tg15^{\circ}. \quad (3.23)$$

Отбрасывая один из корней, получаем  $b_{вх} = 9,35$  м

Таблица 3.6 – Расчет бетонной спиральной камеры

Величина	Сечения											
	вх	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	вых
$r_i$	16,10	15,17	14,25	13,32	12,39	11,46	10,54	9,61	8,68	7,75	6,83	5,90
$b_i$	9,35	8,42	7,50	6,57	5,64	4,71	3,79	2,86	1,93	1,00	0,08	-0,85
$a_i$	3,60	3,56	3,51	3,47	3,42	3,38	3,33	3,29	3,24	3,20	3,15	3,11
$r_k$	6,87	6,86	6,85	6,83	6,82	6,81	6,80	6,79	6,77	6,76	6,75	6,74
$r_k/r_a$	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,00	1,00	1,00	1,00
$\ln(r_k/r_a)$	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00
$r_i/r_a$	2,39	2,25	2,11	1,97	1,84	1,70	1,56	1,42	1,29	1,15	1,01	0,87
$\ln(r_i/r_a)$	0,87	0,81	0,75	0,68	0,61	0,53	0,45	0,35	0,25	0,14	0,01	-0,13
$b \cdot \ln(r_i/r_a)$	3,13	2,88	2,62	2,36	2,08	1,79	1,48	1,16	0,82	0,44	0,04	-0,42
$r_k \cdot ctg\gamma$	25,64	25,60	25,55	25,51	25,46	25,42	25,37	25,33	25,28	25,24	25,19	25,15
$r_k \cdot ctg\gamma \cdot \ln(r_k/r_a)$	0,45	0,41	0,36	0,32	0,27	0,23	0,18	0,14	0,09	0,05	0,00	-0,04
$m_i$	0,45	0,41	0,36	0,32	0,27	0,23	0,18	0,14	0,09	0,05	0,00	-0,04
$J_i$	3,55	3,30	3,04	2,78	2,50	2,21	1,91	1,58	1,24	0,87	0,46	0,01
$\varphi_i$	210	195	180	164	148	131	113	94	73	51	27	0

С помощью данной таблицы и произведённых расчётов выполним построение плана спиральной камеры (Приложение В) и построим график зависимости  $r_i=f(\varphi_{сп})$  (Рисунок 3.2).

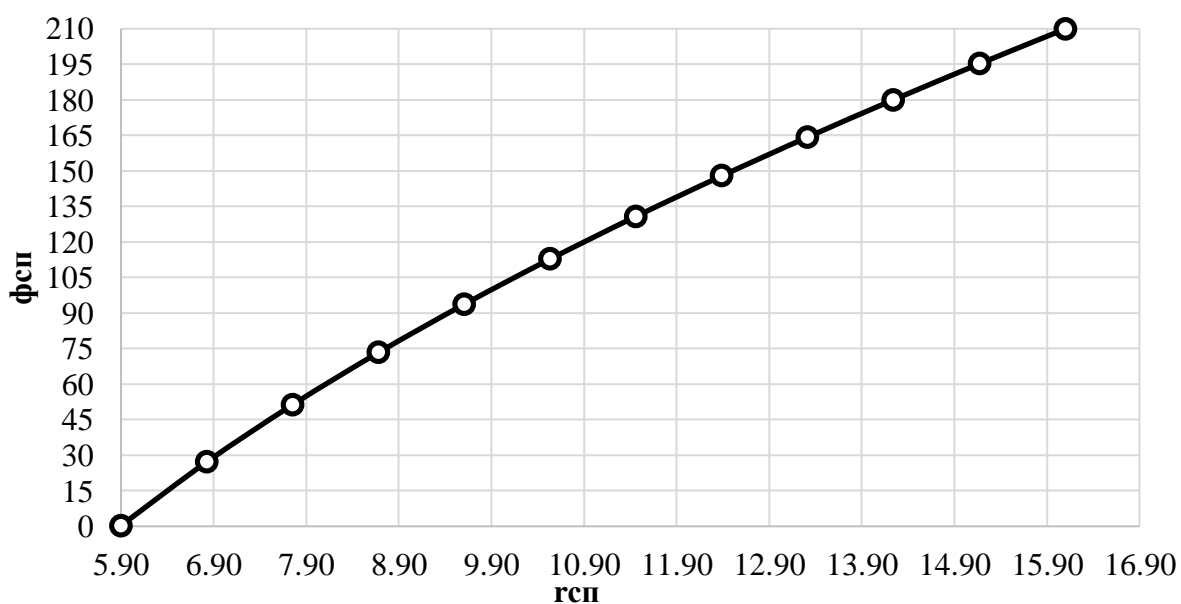


Рисунок 3.2 – График зависимости  $\varphi_{сп}=f(r_i)$

С полученного графика снимаем значения  $r_i$  через каждые  $15^{\circ}$ .

Ширина подвода из ГУХ:

$$B' = 2,885 \cdot D_1 = 25,97 \text{ м.} \quad (3.24)$$

Необходимо установить промежуточный бычок, так как  $B'$  больше 7 м, ширина которого:

$$b = 1 + \frac{Q_0}{400} = 2,39 \text{ м.} \quad (3.25)$$

Ширина подвода с учётом ширины бычка:

$$B = B' + b = 25,97 + 2,39 = 28,35 \text{ м.} \quad (3.26)$$

### 3.3 Выбор гидрогенератора

Согласно современной политике энергосбережения и энергоэффективности основным перспективным направлением является применение гидрогенераторов с наименьшими потерями на намагничивание и наименьшим потреблением на возбуждение.

Конструктивно нужно стремиться к уменьшению промежуточных элементов между центральной частью ротора генератора и валом турбины.

Для обеспечения полного контроля за состоянием гидрогенератора должна быть разработана расширенная система его мониторинга, путем использования показаний встроенных интеллектуальных датчиков контроля изоляции статора и ротора, температурного нагрева обмоток статора и ротора, замера воздушного зазора, контроля вибрационного состояния гидроагрегата и др. параметров.

Рекомендуется применять:

- эффективные системы вентиляции и охлаждения;
- встроенные датчики контроля температуры обмоток статора и ротора.

Граничные характеристики:

- срок эксплуатации не менее 40 лет;
- срок эксплуатации между капитальными ремонтами не менее 7 лет;
- КПД не менее 97%;
- диапазон частот, при которых должна сохраняться номинальная мощность:  $48,75 \div 51,25$  Гц;
- диапазон изменения напряжения, в пределах  $-5 \div +10\%$ ;
- класс нагревостойкости изоляции обмоток статора и ротора по ГОСТ8865-93 не ниже F.

Определим число пар полюсов гидрогенератора по формуле:

$$2p = \frac{f}{n_c} \quad (3.27)$$

где  $2p = \frac{3000}{78,9} = 38,02$  – число пар полюсов генератора.

Рассчитаем номинальную мощность генератора по формуле:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos \varphi} \quad (3.28)$$

$$S_{\text{ном}} = \frac{147,7}{0,89} = 165,92 \text{ МВА.}$$

где  $\cos \varphi = 0,89$  – коэффициент мощности генератора.

По справочным данным [2] принимаем к установке серийный гидрогенератор СВ-1260/185-76. Параметры гидрогенератора представлены в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Номинальные данные гидрогенератора СВ-1260/185-76 УХЛ4

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	S <sub>ном</sub>	МВА	176,5
Номинальная активная мощность	P <sub>ном</sub>	МВт	150
Коэффициент мощности	cosφ	о.е.	0,89
Номинальное напряжение	U <sub>ном</sub>	кВ	15,75
Номинальный ток	I <sub>ном</sub>	кА	6,48
Номинальная частота вращения	n <sub>ном</sub>	об/мин	100
Сопротивление обмотки статора	X <sub>d</sub>	о.е.	1,01
Переходное сопротивление	X' <sub>d</sub>	о.е.	0,33
Сверхпереходное сопротивление	X'' <sub>d</sub>	о.е.	0,24
Система возбуждения	тиристорная		
Исполнение	зонтичное		
СВ- синхронный вертикальный гидрогенератор; 1260-наружный диаметр статора, см; 185- длина активной стали сердечника, см; 60 - число полюсов.			

### 3.4 Выбор типа и габаритных размеров маслонапорной установки

В состав системы автоматического управления гидротурбиной входят: регулятор частоты вращения; маслонапорная установка с аппаратурой автоматического управления.

По справочным данным [3] выбирается тип и габаритные размеры МНУ и колонок управления.

По номограмме [3] для диаметра 9 м турбины Пл-40а В определяем тип МНУ 16/1-40-20-3.

Гидроаккумулятор ГА16/1-40, для которого

– Вместимость- 16 м<sup>3</sup>;

– Число сосудов – 1.

Маслонасосный агрегат:

– Сливной бак МА20-3

– Вместимость - 20 м<sup>3</sup>.

Насос 3В63/40ГТ-2:

– Число насосов- 2;

– Подача 13,9 л/с;

– Мощность 72кВт.

Электродвигатель 4А250М4:

– Мощность 90кВт;

– Частота вращения 1450об/мин;

Электрогидравлические регуляторы ЭГР:

– Тип регулятора ЭГР-2И1-150-11;

– Тип панели электрооборудования ЭГР-2И1;

– Тип гидромеханической колонки управления ЭГР-150-11;

– Габаритные размеры, мм - 335×575×2400;

– Масса 150 кг.

## 4 Электрическая часть

### 4.1 Выбор главной схемы электрических соединений и схемы СН

Основные требования, предъявляемые к главным схемам ГЭС:

1. Надежность и безотказность в работе
2. Маневренность схемы т.е. возможность лёгкого приспособления схемы к изменяющимся условиям работы, как в эксплуатации, так и при расширении станции, ремонтпригодность;
3. Простота и наглядность;
4. Экономичность, минимум затрат на ресурсы и времени на строительство РУ.

Уровень этих требований в современных условиях повышен в связи с высокой ролью и ответственностью гидроэлектростанций в обеспечении безопасности электроснабжения потребителей и надежности функционирования энергосистем, в том числе, в периоды возникновения и ликвидации аварийных ситуаций.

По карте-схеме размещения линий электропередачи подстанций было определено, что ближайшей является подстанция «Борская» 500 кВ.

По условиям вышеперечисленных требований, а также для обеспечения бесперебойной работы энергосистемы, была выбрана схема с объединёнными блоками. На генераторном напряжении 15,75 кВ для питания собственных нужд выполняются ответвления.

Схема собственных нужд ГЭС должна выбираться с учетом обеспечения её надежности в нормальных, ремонтных и аварийных режимах. Согласно стандарту [14] необходимо предусматривать не менее двух независимых источников питания при любом режиме работы станции, в том числе при отключении одного из независимых источников питания. На Лесовской ГЭС в качестве источников питания приняты: от подстанции «Лесовская» 35 кВ; от трансформаторов собственных нужд 6 и 0,4 кВ; дизель-генераторная установка (ДГУ).

### 4.2 Выбор трансформаторов

#### 4.2.1 Главные повышающие трансформаторы

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

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

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\Gamma \text{ ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos\varphi_{\Gamma}} = \frac{150 - 150 \cdot 0,01}{0,89} = 167,0 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.1)$$



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

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираются трансформаторы ТДЦ 250000/500 УХЛ1. Каталожные данные приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 -Каталожные данные трансформатора ТДЦ 250000/500 УХЛ1

$S_{ном}, \text{МВт}$	$U_H, \text{кВ}$		$U_k, \%$	$\Delta P_k, \text{кВт}$	$\Delta P_{xx}, \text{кВт}$	$I_x, \%$
	$U_{BH}$	$U_{HH}$				
250	525	15,75	13	600	250	0,45

#### 4.2.2 Выбор трансформаторов собственных нужд

Доля мощности, потребляемой на собственные нужды станции, составляет 1% от  $S_{Гном}$ :

$$S_{с.н.} = 0,01 \cdot S_{Гном} = 0,01 \cdot 3 \cdot 176,5 = 5,06 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.2)$$

По каталогу ЗАО «Энергомаш - Уралэлектротяжмаш» (Екатеринбург) выбираются трансформаторы ТСЗ-6300/20 УЗ. Каталожные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 -Каталожные данные трансформатора ТСЗ-6300/20 УЗ

$S_{ном}, \text{МВт}$	$U_H, \text{кВ}$		$U_k, \%$	$\Delta P_k, \text{кВт}$	$\Delta P_{xx}, \text{кВт}$
	$U_{BH}$	$U_{HH}$			
6,3	15,75	6,3	7,5	8,0	0,8

#### 4.3 Распределительное устройство

##### 4.3.1 Выбор проводов отходящих воздушных линий

Суммарная мощность, выдаваемая на РУ 500 кВ:

$$S_{\Sigma} = n_{Г} \cdot \left( \frac{P_{Г} - P_{сн}}{\cos \varphi_{Г}} \right) = 3 \cdot \left( \frac{150 - 150 \cdot 0,01}{0,89} \right) = 501 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.3)$$

где  $n_{Г}$  – количество генераторов на ГЭС;

$P_{Г}$  – активная мощность генератора;

$P_{сн}$  – активная мощность потребляемая собственными нуждами с одного агрегата.

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 500 кВ:

$$P_{нат.} = 900 \text{ МВт}; K = 1,0; \cos \varphi_c = 0,85.$$

Число отходящих линий 500 кВ:

$$n_{л} = \frac{S_{\Sigma}}{\left(K \cdot \frac{P_{\text{нат.}}}{\cos\varphi_c}\right)} + 1 = \frac{501}{\left(1,0 \cdot \frac{900}{0,89}\right)} + 1 = 1,47 \text{ шт.} \quad (4.4)$$

Принимается число ВЛ 500 кВ равным  $n_{л} = 2$

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{501}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 500} = 0,29 \text{ кА.} \quad (4.5)$$

По величине тока выбираем провод марки АС – 300/66. Допустимый продолжительный ток  $I_{\text{доп}} = 680 \text{ А}$ . Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{501}{1\sqrt{3} \cdot 500} = 0,58 \text{ кА.} \quad (4.6)$$

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

Таблица 4.3 -Каталожные данные провода марки АС – 300/66

Число проводов в фазе	$R_0$ Ом/км	$X_0$ Ом/км	$b_0$ , См/км
3	0,034	0,31	0,000397

### 4.3.2 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения

Главные электрические схемы электростанций проектируются исходя из следующих требований:

- ремонт выключателей 500 кВ и выше производится без отключения присоединений;
- воздушная линия отключается от РУ не более чем двумя выключателями;
- трансформаторы блоков отключаются от РУ не более чем тремя выключателями;
- отказы выключателей РУ в нормальном и ремонтных режимах не должны приводить к одновременной потере двух транзитных параллельных линий, а также одновременному отключению нескольких линий, если при этом нарушается устойчивость параллельной работы ЭЭС;
- при отказах выключателей в нормальном режиме РУ не должно отключаться более одного блока, а в ремонтном режиме РУ – не более двух блоков, при этом не должно возникать перегрузки линий и нарушения устойчивости.

Число присоединений РУ-500 кВ: 5 (2 ВЛЭП 500 кВ, 3 блока). При данном числе присоединений для данного класса напряжения РУ выбираем вариант с двумя присоединениями на три выключателя (полупортальная цепочка).

## 4.4 Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания распределительного устройства высшего напряжения с применением программного комплекса RastrKZ

### 4.4.1 Расчёт исходных данных

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах. Синхронные генераторы:

$$x_{\Gamma} = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,24 \cdot \frac{15,75^2}{176,5} = 0,34 \text{ Ом.} \quad (4.7)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{\Gamma} = E_*'' \cdot U_{\text{б}} = 1,13 \cdot 15,75 = 17,8 \text{ кВ.} \quad (4.8)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_{\text{T}} = \frac{U_{\text{к\%}} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = 143,33 \text{ Ом.} \quad (4.9)$$

Система:

$$x_{\text{С}} = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{кз}}} = \frac{500^2}{500} = 500 \text{ Ом.} \quad (4.10)$$

Линии связи 500 кВ с энергосистемой:

$$x_{\text{Л}} = 0,31 \cdot 170 = 52,70 \text{ Ом.} \quad (4.11)$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_{\text{T}} = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{15,75}{525} = 0,03. \quad (4.12)$$

Определим активные сопротивления всех элементов цепи в именованных единицах.

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{*\Gamma}}{T_{\text{а,}\Gamma} \cdot \omega} = \frac{0,24}{0,045 \cdot 314} = 0,02 \text{ Ом.} \quad (4.13)$$

$$r_{\text{С}} = \frac{x_{\text{С}}}{T_{\text{а,С}} \cdot \omega} = \frac{500}{0,03 \cdot 314} = 45,50 \text{ Ом.} \quad (4.14)$$

$$r_{л} = r_{0,уд} \cdot l = 0,034 \cdot 170 = 5,78 \text{ Ом.} \quad (4.15)$$

$$r_{т} = \Delta P_k \cdot \frac{U_6^2}{S_{НОМ}^2} = 0,59 \cdot \frac{525^2}{250^2} = 2,6 \text{ Ом.} \quad (4.16)$$

#### 4.4.2 Внесение исходных данных в программный комплекс RastrKZ

Ниже представлены таблицы с внесёнными в RastrKZ исходными данными (таблица 4.3, 4.4, 4.5).

Таблица 4.3 – Исходные данные по узлам

Номер	Название	$U_{НОМ}$ , кВ
1	Г1	15,75
2	Г2	15,75
3	Г3	15,75
4	ТР1	15,75
5	ТР2	15,75
6	ТР3	15,75
7	КРУЭ 500	500
8	Система	500

Таблица 4.4 - Исходные данные по ветвям

Тип	Узел начала	Узел конца	Название	R Ом	X, Ом	Коэффициент трансформации
Выкл	1	4	Г1 – ТР1	-	-	-
Выкл	2	5	Г2 – ТР2	-	-	-
Выкл	3	6	Г3 – ТР3	-	-	-
Тр-р	4	7	ТР1 – КРУЭ 500	2,6	143,33	0,030
Тр-р	5	7	ТР2 – КРУЭ 500	2,6	143,33	0,030
Тр-р	6	7	ТР3 – КРУЭ 500	2,6	143,33	0,030
ЛЭП	9	10	КРУЭ 500 - СИСТЕМА	5,78	52,70	-
ЛЭП	9	10	КРУЭ 500 - СИСТЕМА	5,78	52,70	-

Таблица 4.5 - Исходные данные по генераторам

Название	Номер узла	r, Ом	x, Ом	r <sub>2</sub> , Ом	x <sub>2</sub> , Ом	r <sub>0</sub> , Ом	x <sub>0</sub> , Ом	E, кВ
Г1	1	0,02	0,34	0,02	0,34	0,02	0,34	17,8
Г2	2	0,02	0,34	0,02	0,34	0,02	0,34	17,8
Г3	3	0,02	0,34	0,02	0,34	0,02	0,34	17,8
Система	10	45,50	500,0	45,50	500,0	45,50	500,0	525,0

В таблице 4.6 представлены результаты расчетов токов короткого замыкания.

Таблица 4.6 - Результаты расчёта

Точка КЗ	П1	$I_{п0}^{(3)}$ , кА	$I_{п0}^{(1)}$ , кА
К-1 (шины 500 кВ) 1ф	7	11,58	18,01
К-2 (шины 500 кВ) 3ф	7	7,73	12,03
К-3 (генератор 15,75 кВ) 3ф	1	30,23	47,03

#### 4.5 Выбор электрических аппаратов

В распределительных устройствах электрических станций и подстанций содержится большое число электрических аппаратов и соединяющих их проводников. Выбор и расчёт токоведущих частей аппаратов и проводников – важнейший этап проектирования любой электроустановки, от которого в значительной степени зависит надёжность её работы. Аппараты и проводники должны:

1) длительно проводить рабочие токи без чрезмерного повышения температуры;

2) противостоять кратковременному электродинамическому и тепловому действию токов КЗ;

3) выдерживать механические нагрузки, создаваемые собственной массой и массой связанных с ними аппаратов, а также усилия, возникающие в результате атмосферных воздействий (ветер, гололёд). Это требование учитывается при механическом расчёте ЛЭП и РУ;

4) удовлетворять требованиям экономичности электроустановки.

Один из важнейших вопросов - обеспечение термической стойкости аппаратов и проводников. При работе происходит нагрев электрических аппаратов и проводников, что является следствием потерь мощности в них. Составляющими этих потерь являются: потери в токоведущих частях, обмотках, контактах; потери от вихревых токов в металлических частях, особенно ферромагнитных; потери в магнитопроводах трансформаторов; потери в диэлектриках.

#### 4.5.1 Определение расчетных токов

Рабочий ток в присоединениях генераторов Г1-Г3 15,75 кВ:

$$I_{Г,раб.мах} = 1,05 \cdot I_{Г,ном} = 1,05 \cdot \frac{S_{Г,ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{Г,ном}} = \quad (4.17)$$

$$= 1,05 \cdot \frac{176,5}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 7,15 \text{ кА.}$$

Рабочий ток трансформатора ТДЦ-250000/500:

$$I_{Т1-Т3,раб.мах} = 1,05 \cdot \frac{S_{Т,ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т,ном}} = 1,05 \cdot \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 525} = 275 \text{ А.} \quad (4.18)$$

Рабочий ток в линиях связи с системой 500 кВ:

$$I_{Л1-Л3,раб.мах} = \frac{S_{раб.мах}}{\sqrt{3} \cdot n_W \cdot U_{ном}} = \frac{501,0}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 500} = 290 \text{ А.} \quad (4.19)$$

$$I_{Л1-Л3,раб.утж} = \frac{S_{раб.мах}}{\sqrt{3} \cdot (n_W - 1) \cdot U_{ном}} = \frac{501,0}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 500} = 580 \text{ А.} \quad (4.20)$$

#### 4.5.2 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 15,75 кВ

При выборе выключателей и разъединителей необходимо соблюдать следующие условия :  $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.с}}$ ;  $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб,мах}}$ ;  $B_{\text{к,ном}} \geq B_{\text{к,расч}}$ .

Используя каталоги производителей ОАО ВО «Электроаппарат» и ЗАО «ВЗВА» выбираем элегазовый выключатель ВГГ-20-50/10000 У3 и разъединитель РВРЗ-20/10000 У3 (Таблица 4.7).

Таблица 4.7–Сводная таблица по выбору выключателя и разъединителя.

Расчётные данные	Выключатель ВГГ-20-50/10000 У3	Разъединитель РВРЗ-20/10000 У3
$U_{\text{сети ном}} = 15,75 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{Г.раб}} = 7150 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 10000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 10000 \text{ А}$
$I_{\text{н0}} = 30,23 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 90 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 125 \text{ кА}$
$i_{\text{γ}} = 47,03 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 230 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 315 \text{ кА}$
-	$I_{\text{ном.откл}} = 50 \text{ кА}$	$t_{\text{откл}} = 3 \text{ с.}$
$B_{\text{к,расч}} = I_{\text{н0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}})$ $= 82,52 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к,ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = 24 \text{ МА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к,ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = 268 \text{ МА}^2 \cdot \text{с}$

Проверка на апериодическую составляющую выключателя ВГГ-20-50/10000 У3:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 30,23 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,03}} = 32,13 \text{ кА.} \quad (4.21)$$

$$\frac{i_{a\tau}}{\frac{\sqrt{2}}{I_{\text{п0}}}} \cdot 100\% = 72\% < 90\%. \quad (4.22)$$

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

Предназначен для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации, а также для включения в сеть синхронного компенсатора, работающего в режиме выбега.

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

#### 4.5.3 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбирается трансформатор тока ТШЛ-20. Производитель ОАО ВО «Электроаппарат». Проверка трансформатора тока ТШЛ-20 представлена в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Проверка трансформатора тока ТШЛ-20

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 15,75 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\Gamma, \text{раб}} = 9045 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 18000 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОЛ-20. Производитель ЗАО «ГК «Электрощит» - ТМ Самара». Параметры трансформатора напряжения ЗНОЛ-20 представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Выбор и проверка трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 15,75 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$

Для защиты трансформатора от перенапряжений цепи 15,75 кВ устанавливаем со стороны низшего напряжения ОПН-20 УХЛ1 фирмы ЗАО «ЗЭТО».

#### 4.5.4 Выбор выключателей и разъединителей 500 кВ

Для выбора электротехнического оборудования производится проверка на термическую стойкость. Расчетное значение сравнивается с параметром, данным в каталоге.

T155 марки АО ВО «Электроаппарат» – вакуумный выключатель с пружинным приводом, компании «Контакт». Параметры выключателя представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Сводная таблица по выбору ячейки КРЭ 500 кВ

Расчётные данные	Каталожные данные
$U_{\text{сети ном}} = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 500 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 290 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 6300 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} = 11,58 \text{ кА}$	$I_{\text{ном,откл}} = 63 \text{ кА}$
$i_{\gamma} = 18,01 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 164 \text{ кА}$
$W_{\text{к,расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) = 11,58^2 \cdot (0,03 + 0,01) = 5,36 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_{\text{к,расч}} = I_{\text{т}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) = 63^2 \cdot (0,03 + 0,01) = 158,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 4.11 – Приборы, устанавливаемые в цепи высшего напряжения 500 кВ на отходящих линиях

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

Согласно ПУЭ, трансформаторы защищаются ограничителями перенапряжений. Выбран ОПН-П-500/220/10 фирмы ЗАО «Полимер-аппарат».





## **5 Релейная защита и автоматика**

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

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

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

#### **На главном генераторе СВ-1230/140-56:**

- Продольная дифференциальная защита генератора от многофазных коротких замыканий в обмотках статора генератора и на его выводах;
- Поперечная дифференциальная защита генератора;
- 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 возбуждения;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора;

#### **На силовом трансформаторе блока ТДЦ 250000/500:**

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 500 кВ;
- Резервная максимальная токовая защита;
- Защита от замыканий на землю на стороне 15,75 кВ трансформатора блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока;
- Защита от потери охлаждения;

- Защита от перегрева масла;
- Защита от перегрева обмотки.

#### На 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 500 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 500 кВ предусматривается УРОВ 500 кВ.

## 5.2 Параметры защищаемого оборудования

Параметры оборудования представлены в таблицах 5.1, 5.2, 5.3.

Таблица 5.1 – Параметры гидрогенератора

Тип		СВ 1260/185-76 УХЛ4
мощность номинальная	полная, МВА	176,5
	активная, МВт	150
номинальное напряжение, кВ		15,75
коэффициент мощности cos φ		0,89
частота, Гц		50
частота вращения, об/мин		78,9
номинальный ток статора, кА		6,470
ток ротора при номинальной нагрузке, А		1800
напряжение на кольцах ротора при номинальной нагрузке, В		270
индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)	синхронное $X_d$	1,01
	переходное $X'd$	0,33
	сверхпереходное $X''d$	0,24
индуктивное сопротивление обратной последовательности $X_2$		0,022
емкость обмотки статора, мкФ		1,15
количество выводов генератора	главных	3
	нейтральных	3
режим работы нейтрали		Изолированная нейтраль

Таблица 5.2 – Параметры силового трансформатора

Тип	ТДЦ 250000/500/15,75
мощность номинальная, МВА	250
номинальное напряжение, кВ	ВН: 525; НН: 15,75.
напряжение короткого замыкания, %	13,0
группа соединений	$\Delta/Y - 11$

Таблица 5.3 – Параметры трансформатора собственных нужд

Тип	ТСЗ-6300/20 УЗ
мощность номинальная, кВА	6300
номинальное напряжение, кВ	ВН: 15,75; НН: 6,3.
напряжение короткого замыкания, %	7,5
группа соединений	$\Delta/Y - 11$

### 5.3 Расчет номинальных параметров

Номинальный ток генератора:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{U_{\text{ВН}} \cdot \sqrt{3}} = \frac{176500}{15,75 \cdot \sqrt{3}} = 6470 \text{ А.} \quad (5.1)$$

Номинальный вторичный ток генератора:

$$I_{\text{НОМ Г}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НОМ}} \cdot K_{\text{СК}}}{n_{\text{ТТ}}} = \frac{6470 \cdot 1}{8000/5} = 4044 \text{ А.} \quad (5.2)$$

Номинальный первичный ток на стороне высшего напряжения:

$$I_{\text{ВН}}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМ Т}}}{U_{\text{НН}} \cdot \sqrt{3}} = \frac{250000}{525 \cdot \sqrt{3}} = 275 \text{ А.} \quad (5.3)$$

Номинальный вторичный ток на стороне ВН:

$$I_{\text{НОМ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НОМ}}}{n_{\text{ТТ ВН}}} = \frac{275}{300/5} = 4,583 \text{ А.} \quad (5.4)$$

Выбор трансформатора возбуждения:

$$I_{\text{НН ТЕ}} = \frac{I_{\text{НОМ РОТ}}}{1,2255} = \frac{1800}{1,2255} = 1469 \text{ А.} \quad (5.5)$$

Мощность трансформатора возбуждения:

$$S_{TE} = \sqrt{3} \cdot U_{HH TE} \cdot I_{HH TE} = \sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 1469 = 1017 \text{ А.} \quad (5.6)$$

Принимает трансформатор ТСЗ-1600/15,75/0,4.

Первичный ток трансформатора возбуждения на стороне 15,75 кВ:

$$I_{BH TE} = \frac{S_{НОМ TE}}{U_{НОМ} \cdot \sqrt{3}} = \frac{1600}{15,75 \cdot \sqrt{3}} = 58,65 \text{ А.} \quad (5.7)$$

## 5.4 Описание защит и расчет их уставок

### 5.4.1 Продольная дифференциальная защита генератора (IΔG)

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ( $I_{CP} < 0,2 \cdot I_N$ ) 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:  $I_{НОМ} = 6470 \text{ А}$ .

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

$$\begin{aligned} I_{НБ(Н)} &= K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_N = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_N = \\ &= 0,5 \cdot 0,1 \cdot 6470 = 324 \text{ А,} \end{aligned} \quad (5.8)$$

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

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

Уставка выбирается из условия:

$$I_{CP.0} \geq K_N \cdot I_{НБ(Н)} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_N = 0,1 \cdot I_N, \quad (5.9)$$

где  $K_N = 2$  - коэффициент надежности.

Принимаем уставку:  $I_{CP.0} = 0,15 \cdot I_N = 0,15 \cdot 6470 = 971 \text{ А}$

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

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

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

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

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

$I_{\text{МАКС}}$  - максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трехфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения;

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E''_{\Gamma}}{x''_d} \cdot I_{\text{Н}} = \frac{1,13}{0,24} \cdot 6470 = 30463 \text{ А}. \quad (5.11)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса равен по (5.10):

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 30463 = 3046 \text{ А}.$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_{\text{T}} > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_{\text{Н}}}{I_{\text{T}}} = \frac{3046 \cdot 2}{30463}, \quad (5.12)$$

где  $K_{\text{Н}} = 2$  – коэффициент надежности;

$I_{\text{T}}$  - ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора.

Принимаем уставку  $K_{\text{T}} = 0,3$ .

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

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{*\text{СР}}}{K_{\text{T}}} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.13)$$

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

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

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

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

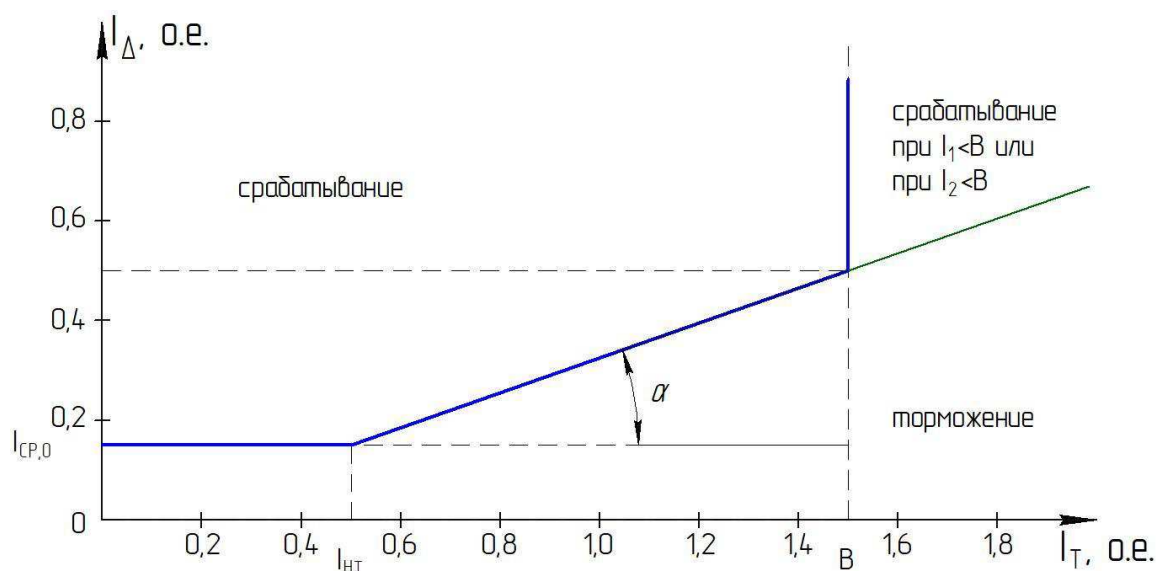


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

Для обеспечения надежной работы при больших токах КЗ в зоне действия, в защите предусмотрена дифференциальная отсечка с током срабатывания  $I_{отс}$  принимаемым:

$$I_{отс} = 6 \cdot I_H . \quad (5.15)$$

#### 5.4.2 Поперечная дифференциальная защита ( $I_{\Delta}$ )

Поперечная дифференциальная защита предусмотрена для защиты от замыканий между витками одной фазы обмотки статора генератора (при трёхслойной обмотке генератора).

Ток срабатывания защиты отстраивается от тока небаланса при нормальной работе и при внешних коротких замыканиях, и в соответствии с Руководящими Указаниями по релейной защите может быть принят:

$$I_{СР} = 0,2 \cdot I_{ном.г.} = 0,2 \cdot 6470 = 1294 \text{ А} . \quad (5.16)$$

#### 5.4.3 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора ( $U_N$ ( $U_0$ ))

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

1) Первый орган ( $U_0$ ) реагирует на основную составляющую напряжения нулевой последовательности  $U_0$  и защищает 85-90% витков обмотки статора со стороны главных выводов. Данный орган измеряет напряжение  $3U_0$  со стороны линейных выводов при помощи соединения трансформаторов по схеме «разомкнутый треугольник».

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

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

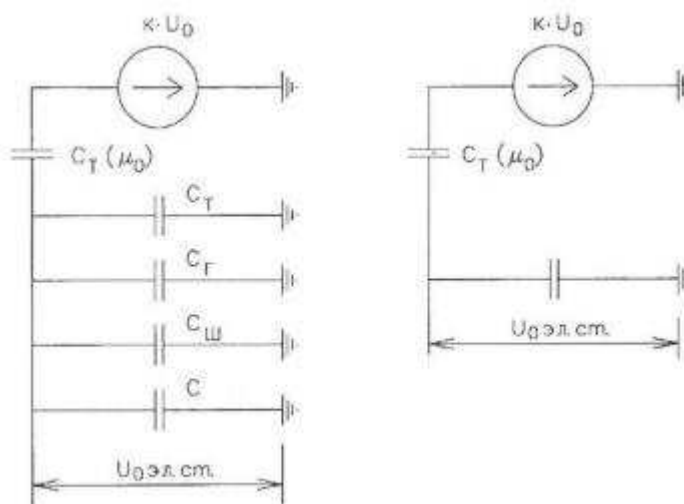


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_{\Gamma} + C_{\text{Ш}} + C_{\text{ВГ}} = 0,00733 + 1,1 + 0,008 + 0,45 = \quad (5.17)$$

$$= 1,56 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}},$$

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

$$U_{0\text{эл.ст.}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}} \quad (5.18)$$

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,  $C_T(\mu_0) = 0,009 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$ ;

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{525}{\sqrt{3}} = 101,04 \text{ кВ.} \quad (5.19)$$

Суммарный емкостной ток сети 15,75 кВ:

$$\begin{aligned} I_C &= 1,73 \cdot U_{\text{Л}} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = \\ &= 1,73 \cdot 15,75 \cdot 314 \cdot 1,56 \cdot 10^{-6} = 13,35 \text{ А.} \end{aligned} \quad (5.20)$$

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканиях на стороне 500 кВ (по формуле 5.16):

$$U_{0 \text{ ЭЛ.СТ.}} = 0,5 \cdot 101040 \cdot \frac{0,015}{0,015 + 1,56} = 481,14 \text{ В.}$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ ЭЛ.СТ.}} = \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 481,14}{\frac{15,75}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}}, \quad (5.21)$$

$$U_{\text{СР}} \geq 2,78,$$

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

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

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

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

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



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

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

$$X = \frac{1}{K_T + 2} = \frac{1}{1,2 + 2} = 31,25\%. \quad (5.22)$$

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

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

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

1) Уставка защиты  $U2>$  выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 15750}{15750/100} = 140 \text{ В}. \quad (5.23)$$

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

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

Уставка  $U1>$  рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 15750}{15750/100} = 120 \text{ В}. \quad (5.24)$$

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора и на стороне 500 кВ принимается минимальной и равной  $0,09 \cdot I_H$ .

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

#### 5.4.5 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I2$ )

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

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

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

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

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

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

где  $A = 16$  – параметр, заданный заводом-изготовителем.

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

Принимаем уставку сигнального органа:  $I_{*2\text{СИГН}} = 0,07$ ;

$$I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot I_H = 0,07 \cdot 6470 = 453 \text{ А } (0,07 \cdot I_H). \quad (5.27)$$

2) Пусковой орган ( $I_{2\text{ПУСК}}$ ) срабатывает без выдержки времени при увеличении значения  $I_2$  выше уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа. Ток срабатывания пускового органа выбирается по условию обеспечения надежного пуска интегрального органа при  $t_{\text{МАКС}} = 500$  с.

При этом:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{16}{500}} = 0,18. \quad (5.28)$$

Уставка равна:

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

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

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_H = 971 \text{ А } (0,15 \cdot I_H). \quad (5.30)$$

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

$$t_{доп} = \frac{A}{I_{2ПУСК}^2} = \frac{16}{0,15^2} \approx 711 \text{ с.} \quad (5.31)$$

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

$$t_{ср} = \frac{16}{(I_{*2})^2}. \quad (5.32)$$

$$A_{ио} = 16 = I_{*2}^2 \cdot t_{ср}. \quad (5.33)$$

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

Таблица 5.1 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности $I_2/I_n$	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность (с)	16	54,9	79,0	123,5	219,5	500

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

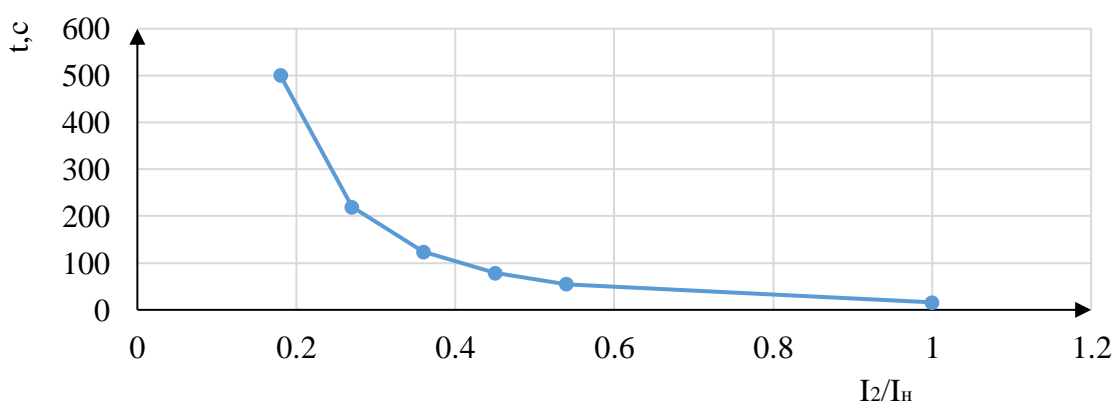


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем:  $t_{\text{мин.}} = 16 \text{ с}$ ,  $t_{\text{макс.}} = 500 \text{ с}$ .

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

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

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

По второму условию:

а) по условию обеспечения чувствительности при двухфазных коротких замыканиях на шинах ВН блока:

$$I_{2\text{с.з.}}^* \leq \frac{I_{\text{МИН}}^2}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (x_{d*}'' + x_{л*} + x_{Т*})} = \quad (5.34)$$

$$= \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (266,67 + 0,034 + 0,092)} = 0,00144 \text{ о. е.}$$

$$x_{d*}'' = x_d'' \left( \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} \right)^2 = 0,24 \left( \frac{525}{15,75} \right)^2 = 266,67 \text{ Ом.} \quad (5.35)$$

$$x_{л*} = x_{0 \text{ уд}} \cdot l \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{U_{\text{НОМ}}^2} = 0,31 \cdot 170 \cdot \frac{176,5}{525^2} = 0,034 \text{ Ом.} \quad (5.36)$$

$$x_{Т*} = \frac{U_{\text{К}}\%}{100} \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{0,13}{100} \cdot \frac{176,5}{250} = 0,092 \quad (5.37)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения

$$I_{2с.з.}^* = I_{2с.з.}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = 0,00144 \cdot 2 \cdot \frac{525}{15,75} = 0,096 \text{ о. е.} \quad (5.38)$$

б) по условию обеспечения чувствительности к повреждениям в конце линий 500 кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов:

При двухфазном КЗ в конце линии:

$$I_{2с.з.}^* \leq \frac{I_{\text{МИН}}^2}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (x_{d*}'' + x_{T*})} = \quad (5.39)$$

$$= \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (266,67 + 0,034)} = 0,00144 \text{ о. е.}$$

Принимаем уставку  $I_{2сз} = 0,2 \cdot I_{\text{н}}$

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 8,5 с на отключение блочных выключателей 500 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

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

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{СИГН}} = \frac{K_{\text{н}} \cdot I_{\text{н}}}{K_{\text{в}}} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{н}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{н}}, \quad (5.40)$$

где  $K_{\text{н}} = 1,05$  – коэффициент надежности;

$K_{\text{в}} = 0,98$  – коэффициент возврата.

Выдержка времени  $t = 9$  с.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{1\text{ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{Н}}. \quad (5.41)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени. Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.2:

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

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

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

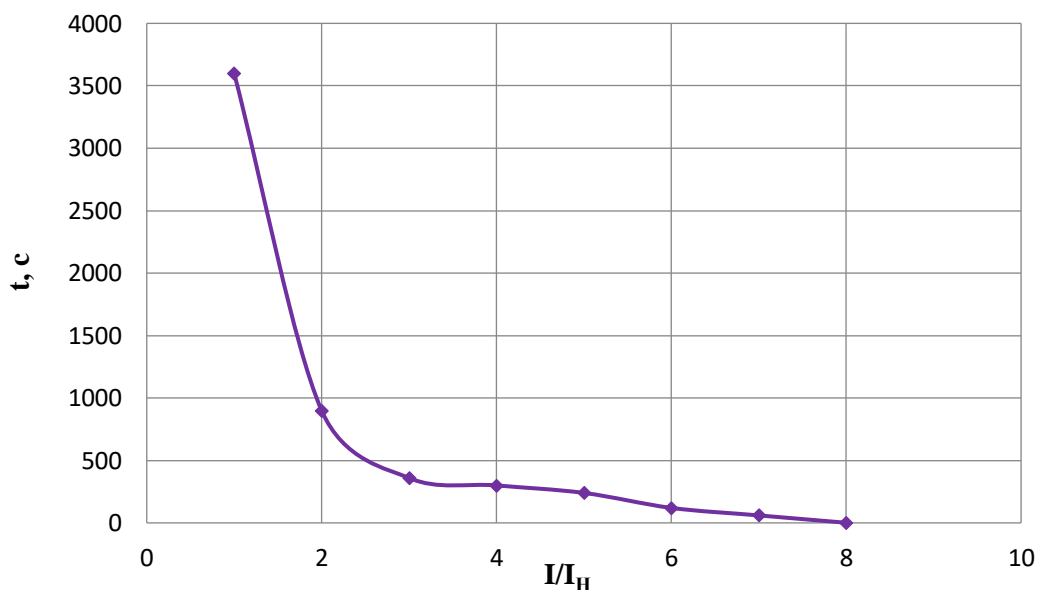


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок ( $I_1$ )

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

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{10TC} = \frac{1,4 \cdot I_{НОМ}}{0,98} = 1,429 \cdot I_{НОМ}. \quad (5.42)$$

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

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 15750}{1,03 \cdot \frac{15750}{100}} = 66 \text{ В}. \quad (5.43)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 500 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

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

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

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

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

Согласование производится для условий работы на шинах 500 кВ ГЭС одного блока.  $Z_1$ , приведенное к напряжению 500 кВ, может быть принято:

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 500 кВ:

$$\begin{aligned} Z_1 &\leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = \\ &= 0,8 \cdot 143,33 + \frac{0,8}{5} \cdot 53,02 = 123,15 \text{ Ом}, \end{aligned} \quad (5.44)$$

где  $K_T$  – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;  $Z_T$  – сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 500 кВ;

$$Z_T = \frac{0,13 \cdot 525^2}{250} = 143,33 \text{ Ом}.$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,13 \cdot \frac{176,5}{250} + \frac{0,8}{5} \cdot \frac{176,5}{525^2} \cdot 53,02 = 0,1.$$

$Z_1$  в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,1 \cdot 1,41 = 0,141 \text{ Ом}, \quad (5.45)$$

где  $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НГ}} = \frac{15,75^2}{176,5} = 1,41$  – базисное сопротивление.

Уставка будет равна:

$$Z_{1\text{сз}} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,141 \cdot \frac{7000}{\frac{5 \cdot 15750}{100}} = 1,25 \text{ Ом}. \quad (5.46)$$

Принимаем уставку  $Z_1 = 1,25$  Ом.

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

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{15,75 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6470} = 1,41 \text{ Ом}, \quad (5.47)$$

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

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

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.Х.}}} - 0,95}{x_d} = 2,48, \quad (5.48)$$

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

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:



$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{H}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,48} = 0,38 \text{ о. е.} \quad (5.49)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos \varphi_{\text{H}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2,48} = 0,36. \quad (5.50)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен  $\varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = 67^{\circ}$ .  
Сопrotивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{\text{C ЗII}} = \frac{Z_{\text{НАГР.}\Phi}}{K_{\text{H}}} = \frac{0,38}{1,1} = 0,35 \text{ о. е.} \quad (5.51)$$

$$Z_{\text{C ЗII}} = Z_{\text{II о.е.}} \cdot Z_{\text{Б}} = 0,35 \cdot \frac{15,75^2}{176,5} = 0,49 \text{ Ом.} \quad (5.52)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{\text{C ЗII}} = \frac{Z_{\text{C.З.ИИ}} \cdot n_{\text{T}}}{n_{\text{H}}} = \frac{0,45 \cdot 8000/5}{15750/100} = 4,6 \text{ Ом.} \quad (5.53)$$

Принимаем уставку  $Z_{\text{II}} = 4,6 \text{ Ом}$ .

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения  $Z_{\text{CM1}} = 0,19 \text{ Ом}$ ,  $Z_{\text{CM2}} = 0,69 \text{ Ом}$ .

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

Вторая ступень действует с выдержкой времени 8,5 с – на отключение блочных выключателей 500 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 5.5.

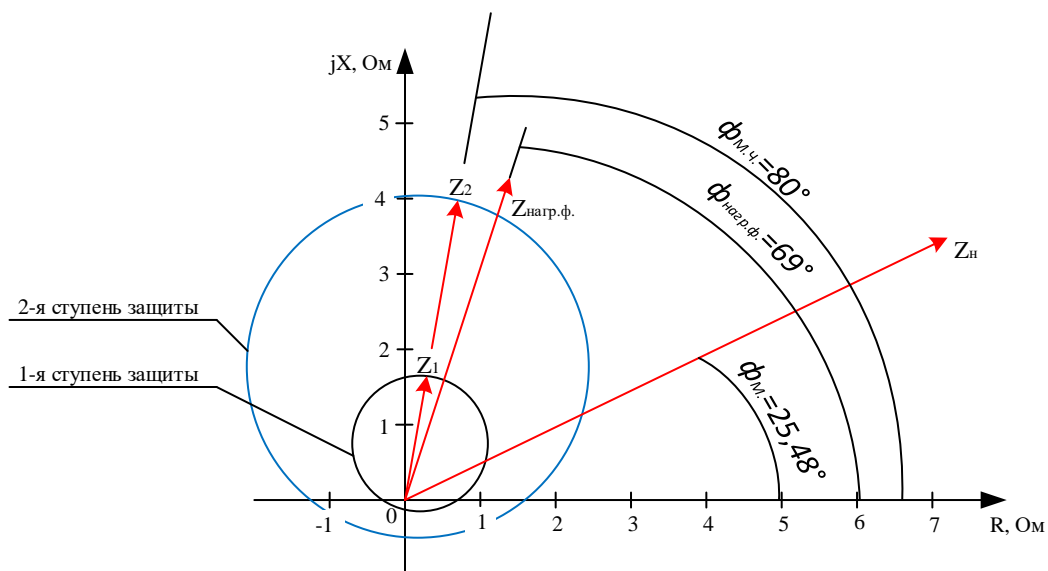


Рисунок 5.5 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

### 5.4.8 Защита от перегрузки обмотки ротора

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок обмоток ротора. Защита состоит из трех органов:

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

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

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

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

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

Таблица 5.3 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки $I/I_H$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки (с)	длительно	210	150	120	90	72	60	20

Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора представлена на рисунке 5.6.

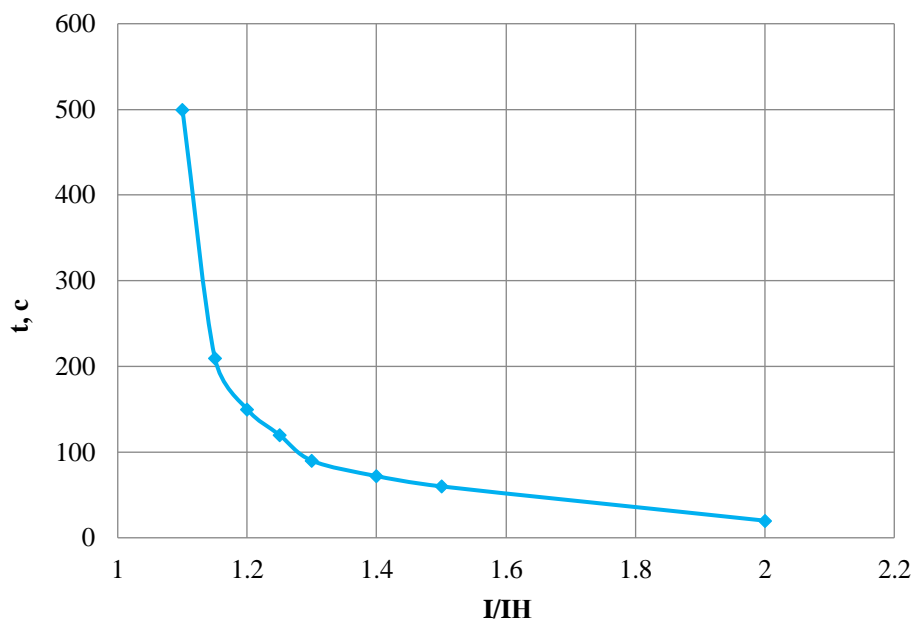


Рисунок 5.6 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{2,35 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,19 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.56)$$

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

### 5.5 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»

ЭКРА 300 имеет широкий спектр функциональных возможностей для защиты синхронных генераторов от повреждений в зоне действия защиты, а также для защиты от аварийных условий во внешних системах.

## **6 Состав и компоновка сооружений**

### **6.1 Исходные данные**

Задачей данного раздела дипломного проекта является проектирование бетонной гравитационной водосбросной плотины на скальном основании.

Для проектирования гидротехнических сооружений имеются следующие исходные данные:

- 1) План реки в створе плотины;
- 2) Геологический разрез по створу плотины (Приложение Г);
- 3) Физико-механические характеристики грунта основания;
- 4) Зависимость между уровнями и расходами воды в бытовых условиях;
- 5) Характерные бытовые расходы воды:
  - а) максимальный основной расход (0,1%) – 9538 м<sup>3</sup>/с;
  - б) максимальный поверочный расход (0,01%) – 11055 м<sup>3</sup>/с;
- 6) Отметки:
  - а) нормального подпорного уровня (НПУ) – 120 м;
  - б) форсированного уровня воды (ФПУ) – 121 м;
  - в) отметка дна – 80 м;
- 7) Назначение гидроузла: энергетический;
- 8) Расход через 1 ГА ( $Q_{1ГА}$ ): 479 м<sup>3</sup>/с;
- 9) Количество ГА – 3 шт.

### **6.2 Состав и компоновка сооружений гидроузла**

В состав сооружения входят:

- водосбросная бетонная плотина гравитационного типа;
- станционная часть плотины;
- левобережная бетонная плотина;
- приплотинное здание ГЭС;
- правобережная бетонная плотина.

### **6.3 Проектирование сооружений напорного фронта**

Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их высоты ( $H=36$  м) и типа грунтов оснований (скальное основание – известняк) [31], присвоен: III.

Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их социально-экономической ответственности и условий эксплуатации [31]. По установленной мощности ( $N=443$  МВт), присвоен: II.

Класс гидротехнических сооружений в зависимости от последствий возможных гидродинамических аварий (число постоянно проживающих

людей, которые могут пострадать от аварии гидротехнических сооружений 1250000 (Нижний Новгород) человек, что более 3000), присвоен: I.

В конечном счете, присваивается наивысший класс всему сооружению, в данном случае это I класс.

### 6.3.1 Определение отметки гребня плотины

За отметку гребня плотины принимается отметка, вычисленная по формуле:

$$\nabla_{\text{ГП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_{1\%} + a, \quad (6.1)$$

где  $h_{1\%}$  - высота волны расчётной обеспеченностью 1%;  $\Delta h_{\text{set}}$  - высота ветрового нагона;  $a$  - величина запаса, зависит от класса сооружения, и составляет не менее: для I класса – 0,8 м.

Условная расчетная глубина при НПУ:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}}{2} = \frac{120 - 80}{2} = 20 \text{ м.} \quad (6.2)$$

Определим высоту волны 1% обеспеченности.

Вычислим безразмерные комплексы:

$$\frac{g \cdot t}{V} = \frac{9,81 \cdot 6 \cdot 3600}{18} = 11772, \quad (6.3)$$

$$\frac{g \cdot L}{V^2} = \frac{9,81 \cdot 18000}{18^2} = 545, \quad (6.4)$$

где  $t$  – период развития волн на водохранилище,  $t = 6$  ч.

Далее по графику [32] по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны с глубиной  $d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d$ ) и значениям  $\frac{g \cdot t}{V}$  и  $\frac{g \cdot L}{V^2}$  определяются параметры  $\frac{g \cdot \bar{h}}{V^2}$  и  $\frac{g \cdot \bar{T}}{V}$ .

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

- Определяемые значения:

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V^2} = 0,028,$$

$$\frac{g \cdot \bar{T}}{V} = 0,082,$$

$$\frac{g \cdot \bar{T}}{V} = 2,1,$$

$$\frac{g \cdot \bar{T}}{V} = 4,07.$$

Из полученных значений выбираем минимальные.  
Отсюда:

$$\bar{h} = \frac{0,028 \cdot V^2}{g} = \frac{0,028 \cdot 16^2}{9,81} = 0,73 \text{ м.} \quad (6.5)$$

$$\bar{T} = \frac{2,1 \cdot V}{g} = \frac{2,1 \cdot 16}{9,81} = 3,43 \text{ с.} \quad (6.6)$$

Вычислим среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{\bar{T}^2 \cdot g}{2 \cdot \pi} = \frac{9,81 \cdot 3,43^2}{2 \cdot 3,14} = 18,33 \text{ м.} \quad (6.7)$$

Проверяем условие:

$$d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d, \quad (6.8)$$

$20 > 9,16$  т.е. условие глубоководности выполняется.

Высота волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i, \quad (6.9)$$

где  $K_i$  – коэффициент, определяемый по графику [32],  $K_i = 2,1$ .

По формуле (6.9):

$$h_{1\%} = 0,73 \cdot 2,1 = 1,53 \text{ м.}$$

Отметка гребня грунтовой плотины по формуле (6.1):

$$\nabla_{\text{ГБП}} = 120 + 1,53 + 0,8 = 122,33 \text{ м,}$$

Таким образом, за отметку гребня плотины принимаем  $\nabla_{\text{ГБП}} = 122,33 \text{ м.}$

### 6.3.2 Гидравлический расчёт бетонной водосливной плотины

Гидравлический расчёт выполняется с целью определения ширины водосливного фронта и размера водосливных отверстий, формы водосливной грани, типа сопряжения потока в НБ, размеров и типа гасителей энергии потока в НБ.

#### 6.3.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Для определения ширины водосливного фронта необходимо определить расчётный максимальный расход. Для первого класса капитальности, таким расходом является расход 0,1% обеспеченности, для поверочного – 0,01% обеспеченности.

Расчётный расход, сбрасываемый через водосливную плотину при НПУ:

$$\begin{aligned} Q_p &= Q_{max.осн.} - Q_{ГЭС} - \frac{V_{пол}}{t_{ср}} = \\ &= 9538 - (3 - 1) \cdot 479 - \frac{6,26 \cdot 10^9}{6 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} - 328 = 7849 \text{ м}^3/\text{с}, \end{aligned} \quad (6.10)$$

где  $Q_{max}$  – максимальный основной расход 0,1% обеспеченности,

$V_{пол}$  – полезный объем водохранилища;  $t_{ср}$  – время сработки (4 месяца);

$Q_{ГЭС}$  – допустимый расход через гидроагрегаты ГЭС. Количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов (n-1) при числе агрегатов до 6 включительно [3],  $Q_{ГА}$  – расход через 1 агрегат, 308 м<sup>3</sup>/с.

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{p.осн.}}{q_B} = \frac{7849}{57,0} = 137,71 \text{ м}, \quad (6.11)$$

где  $q_B$  – удельный расход на водосливе:

$$q_B = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 45,6 = 57,0 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.12)$$

где  $q_p$  – удельный расход на рисберме.

Удельный расход на рисберме:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{НБ} = 6,0 \cdot 7,6 = 45,6 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.13)$$

где  $h_{НБ}$  – глубина в НБ при максимальном основном расходе, определяется по графику  $Q = f(H)$ ,  $УНБ = 87,6$  м, тогда

$$h_{\text{НБ}} = \text{УНБ} - \nabla_{\text{дна}} = 87,6 - 80,0 = 7,6 \text{ м}, \quad (6.14)$$

где  $[v_h]$  – допустимая неразмывающая скорость на рисберме, равная 6,0 м/с.

Определим количество водосливных отверстий. Зададимся стандартной шириной пролета отверстия  $b = 16$  м, тогда водосливных отверстий:

$$n' = \frac{B}{b} = \frac{137,71}{16} = 8,61 \approx 9. \quad (6.15)$$

Округлим до ближайшего целого и, согласно [33], при количестве затворов более шести следует учитывать вероятную невозможность открытия одного затвора, следовательно, расчетное количество пролетов необходимо увеличить на единицу =>

$$n = n' + 1 = 9 + 1 = 10. \quad (6.16)$$

Ширина водосливного фронта, которую будем в дальнейшем использовать равна:

$$B' = b \cdot n' = 16 \cdot 9 = 144 \text{ м}. \quad (6.17)$$

$$B = b \cdot n = 16 \cdot 10 = 160 \text{ м}. \quad (6.18)$$

Бык примем разрезным, толщина разрезного бычка определяется по формуле Березинского  $\delta_B = 0,16 \cdot b + (0,5 - 2)\text{м} = 0,16 \cdot 16 + 1,44 = 4$  м. Головная часть быка имеет обтекаемую форму для улучшенного обтекания.

Ширина водосливного фронта с учетом размеров быков в плане:

$$B'_B = B' + (n' - 1) \cdot \delta_B = 144 + (9 - 1) \cdot 4 = 176 \text{ м}; \quad (6.19)$$

$$B_B = B + (n - 1) \cdot \delta_B = 160 + (10 - 1) \cdot 4 = 196 \text{ м}. \quad (6.20)$$

### 6.3.2.2 Определение отметки гребня водослива

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

$$H_{01} = \left( \frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left( \frac{7849}{0,49 \cdot 144 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 8,58 \text{ м}, \quad (6.21)$$



где  $m$  - коэффициент расхода водослива безвакуумного профиля, принимаем в дипломном проекте очертание водосливной стенки Кригера-Офицерова типа А,  $m = 0,49$  (см. рис 6.1.);

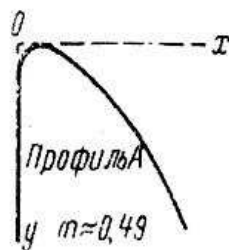


Рисунок 6.1 – Очертание водосливной стенки Кригера-Офицерова тип А

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

$$H_{02} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \quad (6.22)$$

$$= \left( \frac{7849}{0,49 \cdot 1 \cdot 0,952 \cdot 1 \cdot 144 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 8,86 \text{ м,}$$

Коэффициент сжатия определяется по формуле:

$$\varepsilon = 1 - \frac{0,2 \cdot H_{01} \cdot \xi}{b} = 1 - \frac{0,2 \cdot 8,58 \cdot 0,45}{16} = 0,952, \quad (6.23)$$

где  $\varepsilon$  – коэффициент бокового сжатия;  $\sigma_n$  – коэффициент подтопления,  $\sigma_n = 1$ ,  $\xi_0$  – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане и от формы верховой грани быка [33],  $\xi_0 = 0,45$ .

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot v_0^2}{2g} = 8,86 - \frac{1,1 \cdot 1,0^2}{2 \cdot 9,81} = 8,81 \text{ м,} \quad (6.24)$$

где  $v_0$  – скорость потока на подходе к плотине.

Скорость потока на подходе к плотине, определяемая по формуле:

$$v_0 = \frac{Q_p}{(\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}})(B + (n - 1)\delta_B)} = \quad (6.25)$$

$$= \frac{7849}{(120 - 80)(144 + (9 - 1) \cdot 4)} = 1,0 \text{ м/с,}$$

где  $\delta_B$  – толщина быка, которая была принята ранее.

$\alpha$  – коэффициент Кориолиса, в расчетах принимаем  $\alpha = 1,1$ .

Определим ближайшее стандартное значение напора, согласно [36]  $H_{ст} = 9,0$  м.

Отметка гребня водослива:

$$\nabla_{ГВ} = \nabla_{НПУ} - H_{ст} = 120,0 - 9,0 = 111,0 \text{ м.} \quad (6.26)$$

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины по формуле:

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГВ} + 1,6 \cdot H_{ст} = 111,0 + 1,6 \cdot 9,0 = 125,4 \text{ м.} \quad (6.27)$$

Сравнивая с отметкой 122,33 полученной в пункте 6.3.1, принимаем итоговую отметку гребня плотины 125,4 метров, так как она больше.

В итоге принимаем высоту всего напорного фронта равной:

$$H_{пл} = \nabla_{ГБ} - \nabla_{подошвы} = 125,4 - 232 = 70,6 \text{ м.} \quad (6.28)$$

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

Проверим достаточность водопропускной способности водосливной плотины. Определяется расход поверочного случая, сбрасываемый через водосливную плотину при ФПУ:

$$\begin{aligned} Q_{р.пов} &= Q_{пов.мах} - Q_{ГЭС} - \frac{V_{пол}}{t_{ср}} = & (6.29) \\ &= 11055 - (3 - 1) \cdot 479 - \frac{6,26 \cdot 10^9}{6 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} - 328 = \\ &= 9366 \text{ м}^3/\text{с}, \end{aligned}$$

где  $Q_{мах\ повер}$  - максимальный расчётный расход, с учётом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 0,01% для I класса сооружений;

Определяем напор над гребнем водослива при пропуске поверочного расхода:

$$\begin{aligned} H_{01пов.} &= \left( \frac{Q_{р.пов}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{9366}{0,49 \cdot 160 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} & (6.30) \\ &= 8,99 \text{ м} \end{aligned}$$

Полный напор на водосливе:

$$H_{02\text{пов.}} = \left( \frac{Q_{\text{р.пов.}}}{m_{\text{пов.}} \cdot \sigma_{\text{ф}} \cdot \sigma_{\text{сж}} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \quad (6.31)$$

$$= \left( \frac{9366}{0,490 \cdot 1 \cdot 0,949 \cdot 1 \cdot 160 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,31 \text{ м.}$$

$$\varepsilon = 1 - \frac{0,2 \cdot 8,99 \cdot 0,45}{16} = 0,949.$$

Найдем коэффициент расхода водослива без вакуумного профиля для поверочного случая. Скорость подхода потока к плотине:

$$V_{0\text{ пов.}} = \frac{Q_{\text{р.пов.}}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ДНА}) \cdot B} = \quad (6.32)$$

$$= \frac{9366}{(121 - 80) \cdot (160 + (10 - 1) \cdot 4)} = 1,166 \text{ м/с,}$$

где  $\nabla\text{ФПУ}$  – отметка форсированного подпорного уровня.

Предварительно отметку ФПУ принимаем равной 170 м, которая в дальнейшем уточнится.

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

$$H_{\text{пов.}} = H_{02\text{ пов.}} - \frac{\alpha \cdot v_{0\text{ пов.}}^2}{2g} = 9,31 - \frac{1,1 \cdot 1,166^2}{2 \cdot 9,81} = 9,23 \text{ м.} \quad (6.33)$$

Определяем расчётную отметку форсированного уровня:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов.}} = 111 + 9,23 = 120,23 \text{ м.} \quad (6.34)$$

Расчётная отметка  $\nabla\text{ФПУ}$  оказалась меньше заданной, следовательно, отметки  $\nabla\text{ФПУ}$  равной 121,0 метрам, достаточно для пропускной способности водослива.

#### 6.3.2.4 Построение профиля водосливной грани

В таблицу 6.1 сведены полученные координаты для построения оголовка водослива безвакуумного водослива с оголовком профиля типа А для напора  $H_{\text{ст}} = 10,0$  м. Профиль оголовка плотины представлен на рис. 6.2.

Таблица 6.1 – Координаты для построения оголовка

№ точки	X, м	Y, м	№ точки	X, м	Y, м
1	0	1,13	21	18,00	11,12
2	0,90	0,32	22	18,90	12,32
3	1,80	0,06	23	19,80	13,57
4	2,70	0,00	24	20,70	14,88
5	3,60	0,05	25	21,60	17,05
6	4,50	0,24	26	22,50	17,64
7	5,40	0,54	27	23,40	19,10
8	6,30	0,90	28	24,30	20,60
9	7,20	1,31	29	25,20	22,16
10	8,10	1,78	30	26,10	23,49
11	9,00	2,30	31	27,00	25,42
12	9,90	2,89	32	27,90	27,12
13	10,80	3,55	33	28,80	28,86
14	11,70	4,28	34	29,70	30,65
15	12,60	5,08	35	30,60	32,48
16	13,50	5,95	36	31,50	34,36
17	14,40	6,88	37	32,40	36,28
18	15,30	7,86	38	33,30	38,24
19	16,20	8,88	39	34,20	40,24
20	17,10	9,97	40	35,10	42,28

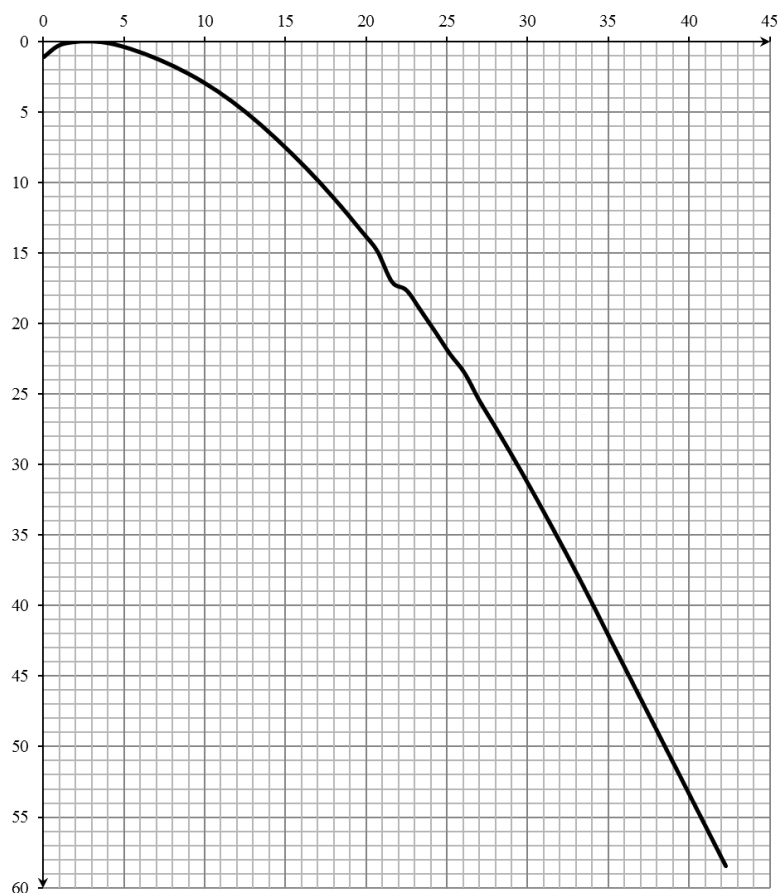


Рисунок 6.2 – Профиль оголовка плотины

### 6.3.2.5 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

При протекании воды через водослив вследствие падения струи скорость потока возрастает и достигает наибольшего значения непосредственно за водосливом в так называемом сжатом сечении (рис. 6.3). Глубина в сжатом сечении непосредственно влияет на установление формы сопряжения бьефов и поэтому имеет важное значение для дальнейшего расчёта.

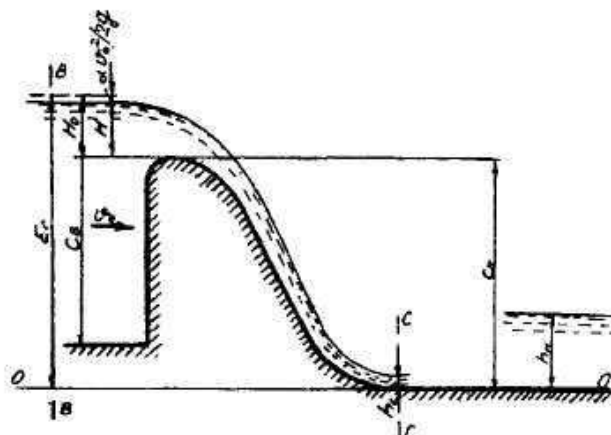


Рисунок 6.3 – Оголовок и сжатое сечение

Определяем критическую глубину:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_{осн.мах}^2}{g \cdot (B + \sum \delta_6)^2}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 7849^2}{9,81 \cdot (196)^2}} = 5,64 \text{ м.} \quad (6.35)$$

Определяем полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА} = 120 - 80 = 40 \text{ м.} \quad (6.36)$$

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{40}{5,64} = 7,09 \text{ м.} \quad (6.37)$$

По графику [33, рис. 9-55] определяем глубину  $h_c$  в сжатом сечении и глубину  $h_c''$  - второй сопряжённой со сжатой, в зависимости от величины  $\xi_{T_0}$ , определяю  $\xi_c = 0,32$  и  $\xi_c'' = 2,4$ .

Отсюда, сопряжённые глубины:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,32 \cdot 5,64 = 1,81 \text{ м.} \quad (6.38)$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{кр} = 2,4 \cdot 5,64 = 13,55 \text{ м.} \quad (6.39)$$

Глубина в НБ при  $Q_p=9538$  ( $\text{м}^3/\text{с}$ ),  $h_{\text{НБ}} = 7,6$  м, следовательно, прыжок отогнанный ( $h_c'' > h_{\text{НБ}}$ ).

Отогнанный прыжок за плотиной не допускается, и проектируется сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка. Для этого необходимо создать с нижним бьефом соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью гасителей энергии. Гашение энергии в нижнем бьефе будет осуществляться водобойным колодцем.

### 6.3.2.6 Расчёт водобойного колодца

Целью расчета является определение глубины колодца и его длины.

Глубина водобойного колодца определяется методом последовательных приближений. Разница между значениями глубин колодца, определённых расчетом, не должно превышать 5-10 %.

Первоначально, глубину колодца определим по формуле:

$$d = \sigma \cdot h_c'' - (h_{\text{НБ}} + Z'), \quad (6.40)$$

где  $\sigma$  – коэффициент, увеличивающий глубину в колодце, что обеспечивает образование затопленного прыжка,  $\sigma = 1,1$ ;  $Z'$  - перепад свободной поверхности, обусловленный стеснением потока снизу уступом глубиной  $d$ .

$$\begin{aligned} Z' &= \frac{q^2}{2 \cdot g} \cdot \left( \frac{1}{\varphi^2 \cdot h_{\text{НБ}}^2} - \frac{\alpha}{\sigma^2 \cdot h_c''^2} \right) = \\ &= \frac{40,05^2}{2 \cdot 9,81} \cdot \left( \frac{1}{0,92^2 \cdot 7,6^2} - \frac{1,1}{1,1^2 \cdot 13,55^2} \right) = 1,27 \text{ м}, \end{aligned} \quad (6.41)$$

где  $\varphi$  – коэффициент скорости для водослива с широким порогом, зависящий от кромки уступа, принимается 0,92.

$$q = \frac{Q_{\text{осн.р.}}}{B + \sum \delta_6} = \frac{7849}{196} = 40,05 \text{ м}^2/\text{с}. \quad (6.42)$$

Тогда, глубина колодца будет равна

$$d = 1,1 \cdot 13,55 - (7,6 + 1,27) = 6,03 \text{ м}.$$

Находим полную удельную энергию для второго приближения:

$$E_0 = \text{НПУ} - \text{ДНО} + d = 120 - 80 + 6,03 = 46,03 \text{ м}. \quad (6.43)$$

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{E_0}{h_{кр}} = \frac{46,03}{5,64} = 8,16 \text{ м.} \quad (6.44)$$

По графику [4, рис. 12.3, стр. 171] определяю глубину  $h_c$  в сжатом сечении и глубину  $h_c''$  - второй сопряжённой со сжатой, в зависимости от величины  $\xi_{T_0}$ , определяю  $\xi_c = 0,30$  и  $\xi_{T_0}'' = 2,44$ .

Отсюда, сопряжённые глубины:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,30 \cdot 5,64 = 1,69 \text{ м.} \quad (6.45)$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{кр} = 2,44 \cdot 5,64 = 13,77 \text{ м.} \quad (6.46)$$

$$Z' = \frac{40,05^2}{2 \cdot 9,81} \cdot \left( \frac{1}{0,92^2 \cdot 7,6^2} - \frac{1,1}{1,1^2 \cdot 13,77^2} \right) = 1,28 \text{ м.}$$

$$d = 1,1 \cdot 13,77 - (7,6 + 1,28) = 6,28 \text{ м.}$$

В третьем приближении полная удельная энергия:

$$E_0 = 120 - 80 + 6,28 = 46,28 \text{ м.}$$

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{46,28}{5,64} = 8,20 \text{ м.}$$

По графику [4, рис. 12.3, стр. 171] определяю глубину  $h_c$  в сжатом сечении и глубину  $h_c''$  - второй сопряжённой со сжатой, в зависимости от величины  $\xi_{T_0}$ , определяю  $\xi_c = 0,296$  и  $\xi_{T_0}'' = 2,46$ .

Отсюда, сопряжённые глубины:

$$h_c' = 0,296 \cdot 5,64 = 1,67 \text{ м.}$$

$$h_c'' = 2,46 \cdot 5,64 = 13,89 \text{ м.}$$

$$Z' = \frac{40,05^2}{2 \cdot 9,81} \cdot \left( \frac{1}{0,92^2 \cdot 7,6^2} - \frac{1,1}{1,1^2 \cdot 13,89^2} \right) = 1,30 \text{ м.}$$

$$d = 1,1 \cdot 13,89 - (7,6 + 1,30) = 6,40 \text{ м.}$$

Так как разница между глубиной колодца в третьем и втором приближениях составляет меньше 3%, то принимаем  $d = 6,40$  м.

Отметка пола водобоя:

$$ПВ = ДНО - d = 80,00 - 6,40 = 73,60 \text{ м.} \quad (6.47)$$

Длина водобоя при наличии в нем гасителя:

$$l_B = (0,75 \div 1,0) \cdot l_{пр}. \quad (6.48)$$

$$\begin{aligned} l_{пр} &= 2,5 \cdot (1,9 \cdot h_c - h_c) = \\ &= 2,5 \cdot (1,9 \cdot 13,89 - 1,67) = 61,78 \text{ м.} \end{aligned} \quad (6.49)$$

$$l_B = (0,75 \div 1,0) \cdot 61,78 = 55,60 \text{ м.}$$

### 6.3.2.7 Пропуск расходов через глубинные водосбросы

Донные отверстия водосбросной плотины предусматриваются, как на период строительства, для пропуска строительных расходов, так и для аварийных сбросов в зимний период.

Глубинный водосброс используется в качестве дополнительного и рассчитывается на полезный объем водохранилища.

$$Q_{р.в.} = \frac{V_{пол.вдхр.}}{t_{сраб}} = \frac{626000000}{6 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} + 328 = 730,52 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (6.50)$$

Пропускная способность при незатопленном выходном отверстии определяется по формуле (6.53):

$$Q = \mu \cdot \omega_{во} \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H_{во}}, \quad (6.51)$$

где  $Q$  – расход, сбрасываемый через отверстие;

$H_{во}$  – напор над центром выходного отверстия;

$\omega_{во}$  – площадь выходного отверстия.

Принимаем количество отверстий равное четырем. Тогда расход через одно водопропускное отверстие:

$$Q_{1 \text{ отв}} = \frac{Q_{р.в.}}{4} = 182,63 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (6.52)$$

Для того, чтобы определить  $H_{во}$  нужно предварительно задаться высотой отверстия и отметкой нижней кромки глубинного водовыпуска. Предварительно принимаем высоту отверстия  $h=4$  м, отметку донного отверстия 80,0 м. Тогда отметка над центром выходного отверстия:



$$\nabla_{\text{ЦВО}} = 80,0 + \frac{h}{2} = 82,0 \text{ м.} \quad (6.53)$$

Напор над центром выходного отверстия.

$$H_{\text{ВО}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ЦВО}} = 120 - 82,0 = 38,0 \text{ м.} \quad (6.54)$$

Площадь выходного отверстия при известном расходе будет равна:

$$\omega_{\text{ВО}} = \frac{Q_{1 \text{ отв}}}{\mu \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H_{\text{ВО}}}} = \frac{182,63}{0,8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 38,0}} = 15,6 \text{ м}^2. \quad (6.55)$$

Так как высота отверстия 4 м, тогда ширина будет равна

$$b = \frac{\omega_{\text{ВО}}}{h} = \frac{15,6}{4,0} = 3,9 \text{ м}^2. \quad (6.56)$$

Округлим до 4 м.

Тогда площадь поперечного сечения отверстия окончательно будет равна

$$\omega_{\text{ВО}} = b \cdot h = 4 \cdot 4 = 16 \text{ м}^2. \quad (6.57)$$

## 6.4 Конструирование бетонной плотины

Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

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

### 6.4.1 Определение ширины подошвы плотины

Водобой предназначен для гашения энергии потока, сходящего с водослива, и устраивается в виде железобетонной плиты.

Толщину водобоя определяют расчетом из условия устойчивости плиты против опрокидывания, сдвига и всплытия. Принимаем толщину плиты водобоя 3 м и прикрепляем анкерами к основанию.

### 6.4.2 Определение ширины подошвы плотины

Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу.

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

- 3) отсутствие растягивающих напряжений в бетоне;
- 4) устойчивость тела плотины против сдвига по основанию.

Бетон слабо сопротивляется растяжению, в нем недопустимо появление трещин с напорной грани, что может привести к появлению опасной фильтрации со всеми вытекающими последствиями.

Гравитационные бетонные плотины на скальном основании (гранит) конструируют, как правило, с вертикальной напорной гранью и без фундаментальной плиты, так как несущая способность скального основания достаточно высокая. По этим причинам оптимальный теоретический профиль такой плотины – прямоугольный треугольник с вершиной на отметке НПУ.

Заложение низовой грани принято равным  $m=0,7$ .

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 120 - 70,6 = 49,4 \text{ м.} \quad (6.58)$$

Отметку подошвы плотины заглубляем в основание на 3 метра:

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - d - t_{\text{в}} = 80,00 - 6,40 - 3,00 = 70,60 \text{ м,} \quad (6.59)$$

где  $d$  – глубина колодца;  $t_{\text{в}}$  – толщина водобойной плиты;

Определим ширину подошвы плотины:

$$B_n = 0,7 \cdot h = 0,7 \cdot 49,4 = 35 \text{ м.} \quad (6.60)$$

### 6.4.3 Дренаж в теле бетонной плотины

Вдоль напорной грани предусматриваются вертикальные дренажи, которые имеют выходы в продольные галереи. Диаметр вертикальных дренажных скважин принимается 15 см, расстояние между осями дрен 2 м.

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа  $a_{\text{др}}$  необходимо принимать не менее минимально допустимого, которое равно 2 м, и при соблюдении следующего условия:

$$a_{\text{др}} \geq \frac{H_{\text{max}} \cdot \gamma_n}{J_{\text{cr.m}}} = \frac{40 \cdot 1,25}{25} = 2,0 \text{ м,} \quad (6.61)$$

где  $\gamma_n$  – коэффициент надежности по ответственности сооружения, для второго класса принимается равным 1,25;  $J_{\text{cr.m}}$  – критический средний градиент напора для бетона плотины;  $H_{\text{max}}$  – напор над расчетным сечением:

$$H_{\text{max}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНО}} = 120,0 - 80,0 = 40,0 \text{ м.} \quad (6.62)$$

Таким образом,  $a_{др}$  принимается равным 3,5 м, что удовлетворяет условию  $a_{др} \geq 2,0$  м.

#### 6.4.4 Дренажные устройства в основании

На скальном основании устраиваем вертикальные цементационную завесу и дренаж. Схема цементной завесы и дренажных скважин представлено на рисунке 3.4.

Геометрические данные цем. завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1) \cdot B = 0,1 \cdot 35 = 3,5 \text{ м}, \quad (6.63)$$

где  $B$  - ширина подошвы плотины.

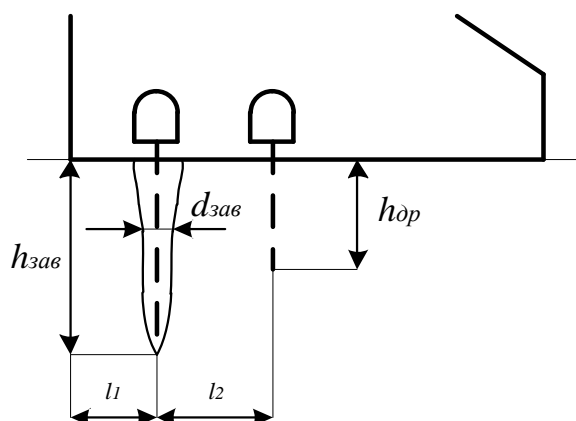


Рисунок 3.2 – Схема цементационной завесы и дренажа

Расстояние  $l_2$  принимается конструктивно,  $l_2 = 6$  м.

Глубина завесы:

$$h_{зав} = 0,5 \cdot H = 0,5 \cdot 38,5 \approx 19,3 \text{ м}. \quad (6.64)$$

Принимаю расстояние между цементационными скважинами 2 метра.

Толщина завесы:

$$\delta_{зав} = \frac{\Delta H}{J_{кр}} \cdot \gamma_n, \quad (6.65)$$

где  $\Delta H = (НПУ - УНБвхк) \cdot 0,6 = (120,00 - 81,50) \cdot 0,6 = 23,1$  м – потерь напора на цементационной завесе;

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

$\gamma_n = 1,25$  коэффициент надёжности по ответственности сооружения.

Таким образом:

$$\delta_{\text{зав}} = 23,1 \cdot 1,25/15 = 1,9 \text{ м} - 1 \text{ ряд ц. з.}$$

Глубина дренажа:

$$h_{\text{др}} = 0,5 \cdot h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot 19,3 \approx 9,6 \text{ м.} \quad (6.66)$$

Диаметр дренажных скважин принимаю 0,2 м, расстояние между ними 3 метра. Через дренажные скважины фильтрующуюся воду выводят в цементационную или дренажную галерею, а отвод воды в НБ осуществляют насосами.

#### **6.4.5 Разрезка бетонной водосливной плотины швами**

Во избежание недопустимо больших напряжений в различных частях бетонной плотины на скальном основании, появляющихся при неравномерных осадках основания и при температурных деформациях, плотину делят на секции сквозными температурно-осадочными швами. Разрезку плотины производят чаще по быкам, чтобы избежать неравномерных осадок смежных быков, что может привести к заклиниванию затвора. Уплотнение швов осуществляется в виде шпонок. Плотина разрезается по длине постоянными швами на отдельные секции.

Ширина секции:

$$b_c = b + \delta_b = 16 + 4 = 20 \text{ м,} \quad (6.67)$$

где  $b_c$  – ширина секции с учетом разрезного быка,  $b$  – ширина пролета в свету,  $\delta_b$  – толщина быка с учетом разрезки сквозным продольным швом.

При ширине основания 35 м, принимаем 2 столба шириной 18 м и 17 м. Омоноличивание профиля плотины обеспечивается бетонированием замыкающих блоков шириной 1,5 м.

#### **6.4.6 Быки**

Оголовок быка выполняется полукруглым для лучшего обтекания потоком. Толщину разрезного быка принимаем 4 м (пункт 6.1.1). Минимальная толщина между пазами 0,8 м. Ширина быка по гребню 18 м для обеспечения проезда транспорта и для размещения подъемных механизмов.

#### **6.4.7 Устои**

Различают устои сопрягающие, устраиваемые для сопряжения водосливной плотины с грунтовой или берегом, и отдельные, которые отделяют водослив от глухой бетонной плотины или здания ГЭС.

Применим 1 отдельный устой для отделения водосливной плотины от здания ГЭС.

#### 6.4.8 Галереи в теле плотины

В теле плотины необходимо предусматривать продольные и поперечные галереи. По высоте плотины галереи располагаем через 20 м, одну из продольных галерей следует проектировать выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотины.

Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания и строительных швов плотины, создания и восстановления вертикального дренажа, следует принимать минимальными, но при этом обеспечивающими провоз и работу оборудования. Примем шириной – 3 м, высотой – 3,5 м. Галереи находятся на отметке:  $\nabla 72,60$  м.

Галереи, предусмотренные для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций назначаем шириной – 2,5 м, высотой – 2,5 м. Смотровые галереи находятся на отметках:  $\nabla 85,60$  м;  $\nabla 100,60$  м.

#### 6.4.9 Рисберма

Рисберма – участок за водобойной стенкой, укрепленный бетонными плитами, предназначенный для успокоения и рассеяния потока. Выполняется в виде крепления из бетонных плит, расположенных в шахматном порядке.

Длина участка с плитами рисбермы:

$$L_p = \frac{0,4}{n} \cdot h_c = \frac{0,4}{0,1} \cdot 13,89 = 55,54 \text{ м.} \quad (6.68)$$

Количество плит рисбермы по длине:

$$N = L_p / 12 = 55,54 / 12 = 4,63, \text{ принимается количество плит - 5.}$$

Ширина рисбермы равна ширине водосливного фронта.

Толщина плит рисбермы: для первого ряда толщина плит принимается равной половине толщины плиты водобоя – 2,6 м, для второго и третьего – 2,1 м, для четвертого и пятого – 1,6 м.

#### 6.5 Определение основных нагрузок на плотину

Расчёты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняют для основного сочетания нагрузок и воздействий. В состав основного сочетания входят нагрузки постоянные, временные, длительные и кратковременные. Нагрузки и воздействия должны приниматься в наиболее неблагоприятных, но возможных сочетаниях.

### 6.5.1 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCad.

$$S_{\text{пл}} = 1100,78 \text{ м}^2.$$

$$S_{\delta} = 1482,08 \text{ м}^2.$$

Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\delta}}{b + \delta_{\delta}} = \frac{1100,78 \cdot 16 \cdot 9,81 \cdot 2400}{16 + 4} = 20733,41 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.69)$$

Плечо относительно сечения, проходящего через середину подошвы, вычисленное в ПК «AutoCAD» – 4,31 м.

Вес быка и точку его приложения определяю аналогичным образом:

$$G_{\delta} = \frac{S_{\delta} \cdot \delta_{\delta} \cdot \rho_{\delta} \cdot g}{b + \delta_{\delta}} = \frac{1482,08 \cdot 4 \cdot 2400 \cdot 9,81}{16 + 4} = 6978,82 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.70)$$

Плечо относительно сечения, проходящего через середину подошвы, вычисленное в ПК «AutoCAD» – 8,27 м.

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g, \quad (6.71)$$

$$\begin{aligned} f &= (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b = \\ &= (121 - 111 + 0,5) \cdot 16 = 168 \text{ м}^2. \end{aligned} \quad (6.72)$$

Таким образом:

$$Q_3 = 0,055 \cdot 168 \cdot \sqrt{168} \cdot 9,81 = 1174,89 \text{ кН}.$$

Вес затвора приводится к 1 п.м:

$$Q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b + \delta_{\delta}} = \frac{1174,89}{16 + 4} = 58,74 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.73)$$

### 6.5.2 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:  
- с верхнего бьефа НПУ (формула 6.74):

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot H_B^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 49,4^2}{2} = 11969,97 \text{ кН/м.} \quad (6.74)$$

$$H_B = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 120,0 - 70,6 = 49,4 \text{ м.} \quad (6.75)$$

- с нижнего бьефа НПУ:

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot H_H^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 10,9^2}{2} = 582,76 \text{ кН/м,} \quad (6.76)$$

$$H_H = \nabla_{\text{УНБ}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 81,50 - 70,6 = 10,90 \text{ м.} \quad (6.77)$$

Вертикальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны нижнего бьефа:

$$W_3 = S \cdot \gamma_B = 29,0 \cdot 9,81 = 284,49 \text{ кН/м,} \quad (6.78)$$

где  $S$  – площадь вертикальной составляющей силы гидростатического давления со стороны нижнего бьефа, определяется при помощи программы AutoCAD.

### 6.5.3 Взвешивающее и фильтрационное давления

Фильтрация на скальном основании принимается по [35], схема представлена на рисунке 6.5.

Геометрические параметры эпюры фильтрации:

Напор на сооружении:

$$H_d = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{УНБ}} = 120,0 - 81,5 = 38,5 \text{ м.} \quad (6.79)$$

Для плотин I класса с цементационной завесой и дренажом:

$$\frac{H_{as}}{H_d} = 0,40, \quad (6.80)$$

$$\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,20, \quad (6.81)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 38,5 = 15,4 \text{ м,}$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 38,5 = 7,7 \text{ м,}$$

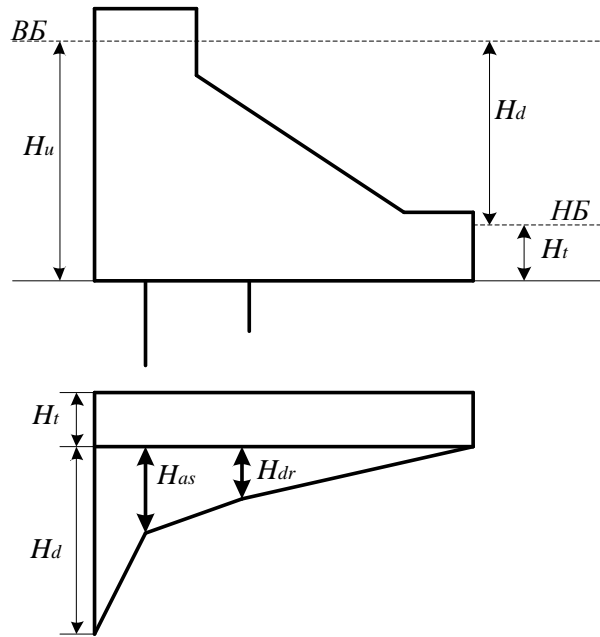


Рисунок 6.5 – Фильтрация на скальном основании

Сила фильтрационного давления:

$$W_{\phi} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}}^{\phi} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 261,8 = 2568,26 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.82)$$

Эпюра взвешивающего давления принимается в виде прямоугольника от минимального уровня нижнего бьефа до подошвы при основном случае и от максимального уровня нижнего бьефа до подошвы для проверочного случая.

Ординаты эпюр определим, как:

$$\begin{aligned} p_{\text{взв}} &= \rho_w \cdot g \cdot (\nabla_{\text{УНБ}_{\min}} - \nabla_{\text{под}}) = \\ &= 1000 \cdot 9,81 \cdot (81,5 - 70,60) = 106,93 \text{ кН}. \end{aligned} \quad (6.83)$$

Сила взвешивающего давления равна площади эпюры взвешивающего давления для данного расчетного случая.

$$W_{\text{взв}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}}^{\text{взв}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 381,50 = 3742,52 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.84)$$

#### 6.5.4 Давление наносов

Давление наносов на вертикальную грань можно определить по формуле:

$$\begin{aligned} p_{\text{н}} &= \gamma_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}} \cdot \tan^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{н}}}{2} \right) = \\ &= 1000 \cdot 9,81 \cdot 381,50 = 3742,52 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \end{aligned} \quad (6.85)$$



где  $\gamma_n = 10 \text{ кН/м}^3$  – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;  $h_n$  – толщина слоя наносов, принимаемая от уровня дна,  $h_n = \nabla_{\text{заил}} - \nabla_{\text{дна}} = 5 \text{ м}$ ,  $\varphi_n = 20^\circ$  – угол внутреннего трения наносов.

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м:

$$E_n = \frac{h_n \cdot p_n}{2} = \frac{5 \cdot 24,5}{2} = 61,257 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.86)$$

Активное давление грунта основания со стороны ВБ определяют следующим образом:

В точке на границе слоя наносов и верхнего слоя грунта боковое давление грунта определяется дважды, считая эту точку принадлежащей слою наносов, а затем слою грунта, погруженному весом наносов.

$$\begin{aligned} P'_{\text{гр}} &= \gamma_n^{\text{взв}} \cdot h_n \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) = \\ &= 10 \cdot 5 \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{45}{2} \right) = 8,57 \text{ кН/м}^2, \end{aligned} \quad (6.87)$$

где  $\varphi_{\text{гр}} = 45^\circ$ .

В точке на каждой границе слоя грунта толщиной  $h_{\text{гр}}$  где действуют вес наносов и грунта

$$\begin{aligned} P''_{\text{гр}} &= (\gamma_n^{\text{взв}} \cdot h_n + \gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} \cdot h_{\text{гр}}) \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) = \\ &= (10 \cdot 5 + 16,1 \cdot 9,4) \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{45}{2} \right) = 34,51 \text{ кН/м}^2. \end{aligned} \quad (6.88)$$

Удельный вес взвешенного грунта

$$\begin{aligned} \gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} &= \gamma_{\text{гр}} - (1 - n_0) \gamma_w = \\ &= 23,5 - (1 - 0,25) \cdot 9,81 = 16,1 \text{ кН/м}^3, \end{aligned} \quad (6.89)$$

где  $\gamma_{\text{гр}}$  – удельный вес грунта основания,  $\gamma_{\text{гр}} = 23,5 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}$ ;

$n_0$  – пористость условиях естественной влажности грунта,  $n_0 = 0,25$ ;

$h_{\text{гр}}$  – толщина слоя грунта,  $h_{\text{гр}} = 9,4 \text{ м}$ ;

$\varphi_{\text{гр}}$  – угол внутреннего трения грунта,  $\varphi_{\text{гр}} = 45^\circ$ ;

$\gamma_w$  – удельный вес воды.

Равнодействующая сила активного давления грунта на 1 п.м (формула 6.90):

$$E_a = \frac{(P'_{гр} + P''_{гр})}{2} \cdot h_{гр} = \frac{8,57 + 34,51}{2} \cdot 9,4 = 202,45 \text{ кН/м} \quad (6.90)$$

### 6.5.5 Волновое воздействие

Равнодействующая волнового давления при основном и поверочном случаях может быть определена упрощенно по формуле А.Л. Можевитинова.

Для основного случая:

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 1,53^2}{18,33} = 0,40 \text{ м.} \quad (6.91)$$

$$W_{волн} = \frac{1}{2} \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 1,53 \cdot \left( \frac{18,33}{3,14} + \frac{0,4}{2} \right) = 45,44 \frac{\text{кН}}{\text{м}} \quad (6.92)$$

Плечо силы  $W_{волн}$  относительно уровня покоя НПУ:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{18,33}{6,28} - \frac{3}{8} \cdot 1,53 = 2,3 \text{ м.} \quad (6.93)$$

### 6.6 Расчёт прочности плотины

Расчёт прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Расчёт плотины будем вести без учёта температурных воздействий. Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Все напряжения считаем относительно горизонтального сечения подошвы. Исходя из практических соображений, в расчёте плотины принимаем сжимающие напряжения со знаком «-», растягивающие – со знаком «+»

Для удобства расчёта составим таблицу 6.2, в которую внесем все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке [34].

Таблица 6.2 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	$\gamma_f$	Направление силы	Основной случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
Тв	1,00	→	11969,97	16,47	197105,44
Тн	1,00	←	582,76	-3,63	-2117,37
W <sub>з</sub>	1,00	↓	284,49	15,37	4372,61
Gб	0,95	↓	6629,88	-8,27	-54829,09
Gпл	0,95	↓	19696,74	-4,31	-84892,95
Wвзв	1,00	↑	3742,52	0,00	0,00
Wф	1,00	↑	2568,26	8,57	22009,97
Qз	0,9	↓	52,87	-13,45	-711,10

Окончание таблицы 6.2

Нагрузка	$\gamma_f$	Направление силы	Основной случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
$E_a$	1,20	→	242,94	3,13	761,21
$W_{\text{волн}}$	1,00	→	45,44	47,06	2138,42
$E_n$	1,20	→	73,50	11,07	813,91
F		↔	11749,09		
N		↓↑	20110,26		
M		Σ	84651,05		

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

1) Для верхней грани:

$$\begin{aligned} \sigma_y^u &= -\frac{N}{b} + \frac{6 \cdot \sum M}{b^2} = & (6.94) \\ &= -\frac{20110,26}{35,0} + \frac{6 \cdot 84651,05}{35,0^2} = -159,96 \text{ кН/м}^2, \end{aligned}$$

где  $N$  – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;  $M$  – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;  $b$  – ширина подошвы плотины.

$$\begin{aligned} \sigma_x^u &= \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = & (6.95) \\ &= -9,81 \cdot 49,4 = -484,61 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \end{aligned}$$

где  $\gamma_w = 9,81 \text{ кН/м}^3$  – удельный вес воды,  $H_d^u = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 49,4 \text{ м}$  – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;  $m_u = \tan \alpha_1$ , где  $\alpha_1$  – угол между напорной гранью и вертикалью. Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то  $\tan \alpha_1 = 0$ .

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0. \quad (6.96)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -159,96 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \quad (6.97)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 49,4 = -484,61 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \quad (6.98)$$

2) Для нижней грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b} - \frac{6 \cdot \sum M}{b^2} = \quad (6.99)$$

$$= -\frac{20110,26}{35,0} - \frac{6 \cdot 84651,05}{35,0^2} = -989,202 \text{ кН/м}^2,$$

$$\begin{aligned} \sigma_x^t &= \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = \\ &= -989,20 \cdot 0,7^2 - 9,81 \cdot 10,9 \cdot (1 - 0,7^2) = \\ &= -539,24 \text{ кН/м}^2, \end{aligned} \quad (6.100)$$

где  $m_t = \tan \alpha_2$ , где  $\alpha_2$  – угол между нижней гранью и вертикалью,  $H_d^t = \nabla \text{УНБ}(Q_{\text{НПУ}}) - \nabla \text{ПОД} = 10,9 \text{ м}$  – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа;

$$\begin{aligned} \tau_{xy}^t &= -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = \\ &= -(9,81 \cdot 10,9 - 989,20) \cdot 0,7 = 617,59 \text{ кН/м}^2, \end{aligned} \quad (6.101)$$

$$\begin{aligned} \sigma_3^t &= \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = \\ &= -989,20 \cdot (1 + 0,7^2) + 9,81 \cdot 10,9 \cdot 0,7^2 = \\ &= -1421,51 \text{ кН/м}^2; \end{aligned} \quad (6.102)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -9,81 \cdot 10,9 = -106,93 \text{ кН/м}^2 \quad (6.103)$$

Для наглядности все расчёты сведём в таблицу 6.3.

Таблица 6.3 - Напряжения, возникающие в плотине

Грань	Напряжение	Значение, кПа
Верховая	$\sigma_y^u$	-159,96
	$\sigma_x^u$	-484,61
	$\tau_{xy}^u$	0
	$\sigma_1^u$	-159,96
	$\sigma_3^u$	-484,61
Низовая	$\sigma_y^t$	-989,20
	$\sigma_x^t$	-539,24
	$\tau_{xy}^t$	617,59
	$\sigma_1^t$	-106,93
	$\sigma_3^t$	-1421,51

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

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.104)$$

где  $\gamma_n = 1,25$  – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения;  $\gamma_{lc}$  – коэффициент сочетания нагрузок, для основного расчетного случая  $\gamma_{lc} = 1$ ;  $\gamma_{cd}$  – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая  $\gamma_{cd} = 0,9$ ;  $R_b$  – расчетное сопротивление бетона на сжатие, исходя из класса бетона  $B = 10$ , принимаем  $R_b = 7500 \text{ кН/м}^2$ .

$$1,25 \cdot 1 \cdot |-1421,51| \leq 7500 \cdot 0,9,$$

$$1776,88 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} < 6750 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

Условие общей прочности выполняется.

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

$$\sigma'_y < 0, \tag{6.105}$$

$$-159,96 \text{ кН/м}^2 < 0 \text{ – условие выполнено.}$$

3. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u. \tag{6.106}$$

$$159,96 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 49,4 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

$$159,96 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 123,5 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиями прочности.

## 6.8 Расчёт устойчивости плотины

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n. \quad (6.107)$$

$$\begin{aligned} R &= (G_{пл} + G_B - W_{взв} - W_{\phi} + Q_3) \cdot \tan \varphi + c \cdot \omega = \\ &= (19696,7 + 6629,9 - 3742,5 - 2568,3 + 284,5 + 52,9) \cdot 0,7 + \\ &+ 100 \cdot 35,0 = 16577,19 \text{ кН/м}, \end{aligned} \quad (6.108)$$

где  $\tan \varphi = 0,7$  – внутреннее трение для грунта основания (осадочный грунт - известняк);  $c = 100 \text{ кН/м}^2$  – сцепление для скалы;  $\omega = B_{п} \cdot 1 = 35,0 \text{ м}^2$  – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

$$\begin{aligned} F &= T_B - T_H + W_{волн} + E_H = \\ &= 11969,9 - 582,8 + 45,4 + 73,5 + 242,9 = 11749,1 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \end{aligned} \quad (6.109)$$

Таким образом, условие на сдвиг:

$$\frac{16577,19 \cdot 0,95}{11749,09 \cdot 1,0} \geq 1,25.$$

$$1,34 \geq 1,25.$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости.

## **7 Мероприятия по охране окружающей среды Лесовского гидроузла**

### **7.1 Охрана природы**

#### **7.1.1 Общие сведения, охрана окружающей среды**

Лесовский гидроузел расположен на реке Волга в Ивановской области.

Берет своё начало на Валдайской возвышенности (на высоте 228 м) и впадает в Каспийское море. Падение носит ступенчатый характер и увеличивается от истока к устью. В верхнем течении Волги извилистое или относительно прямолинейное русло реки находится в каньоне глубиной 30–40 м. Берега и дно сложены валунами и суглинком, далее по течению – известняками.

Протяженность реки 3530 км. Площадь водосборного бассейна 1360 тыс. км<sup>2</sup>. Основное питание Волги осуществляется снеговыми (60 % годового стока), грунтовыми (30 %) и дождевыми (10 %) водами. Естественный режим характеризуется весенним половодьем (апрель — июнь), малой водностью в период летней и зимней межени и осенними дождевыми паводками (октябрь).

В реку Волга впадает около 200 притока. Бассейн Волги занимает около 1/3 европейской территории России.

Большая часть бассейна Волги занята хвойными лесами и дерево-подзолистыми почвами. В пределах бассейна Волги расположено 23 заповедника и 18 национальных парков.

Воздействие Лесовской ГЭС на окружающую среду будет оказываться в период строительства и в период дальнейшей эксплуатации станции.

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

Для наиболее эффективного и безопасного использования гидроэлектростанций требуется решения ряда задач взаимодействия ГЭС с окружающей средой. Для Лесовского гидроузла проводится анализ федеральных и региональных законодательных и нормативных документов, а также требований международного права, регламентирующих охрану окружающей среды и использование природных ресурсов на стадиях проектировании, строительства и эксплуатации гидросооружений.

Значимыми экологическими задачами при проектировании, строительстве и эксплуатации Лесовской ГЭС относятся:

- создание водохранилища и связанные с этим изменения ландшафтов, климата, качества воды и др;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе, свodka леса и очистка территории;
- сбросы ГЭС и связанные с этим изменения, температурного, гидрологического, и ледового режимов реки в нижнем бьефе гидроузла;

- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства и эксплуатации;
- образование и управление отходами на стадии строительства и эксплуатации.

При строительстве Лесовского ГУ будут выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- отсыпка перемычек;
- подготовка территории к строительству и ее обустройство;
- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений.

В период строительства предусмотрены мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по минимизации воздействия на окружающую среду непосредственно от строительства.

Так же строительство влияет на изменение естественного ландшафта местности, изменение качества воды, воздуха, почвы, климата.

В первое время после наполнения водохранилища появляется много разложившейся растительности. Гниение органических веществ может привести к образованию парниковых газов. Возможно загрязнение воздуха в результате выхлопных газов.

Происходит изменение грунта водохранилища, что влечет за собой изменение качества воды, а также загрязнение ее при возвращении с некоторыми примесями.

Поэтому, требуется применять оборудование и машины, не выделяющие количество выхлопных газов выше нормы, при строительных работах принимать меры по снижению попадания в атмосферу пыли и вредных веществ.

При эксплуатации и обслуживании должны выполняться мероприятия по предотвращению попадания загрязняющих вод в водохранилище и в нижний бьеф. Все эти воздействия могут привести к неблагоприятным последствиям.

В соответствии с требованиями СП от 01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

- очистка территории от остатков строений и мусора;
- вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;
- санитарная очистка территорий животноводческих объектов;
- засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин.

Кроме того, в состав санитарных мероприятий входит очистка от древесной и кустарниковой растительности.



Для предотвращения засорения проточных частей гидротехнических сооружений применяются запани, которые устанавливаются вблизи плотины и в устьях притоков.

Сжигание удаленной растительности, различных отработанных материалов, мусора можно производить только с разрешения соответствующих органов. Строительные отходы должны быть утилизированы.

При проектировании мероприятий по инженерной защите населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления, берегообрушения, должны быть предусмотрены:

- технические мероприятия, исключающие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;
- технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты.

Все возможные воздействия на окружающую среду должны быть устранены в наикратчайшие сроки и нести минимальное воздействие, чтобы избежать существенных изменений в экосистеме водотока и побережья.

### **7.1.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища**

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СП от 01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ», в соответствии с которыми:

1. Разрабатываемые пред проектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора.

2. Мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий, расчетов, вариантных проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ.

3. Работы по санитарной подготовке ложа водохранилищ должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища.

4. Требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.

Создания водохранилища влечет за собой необходимость в переселении жителей из зоны затопления.

– На территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения.

– Оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте.

– Металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки.

– Выгреба уборных после вывоза отходов дезинфицируются сухими препаратами ДТС КГ или хлорной известью и засыпаются чистым грунтом.

– Очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию.

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период:

1. Организационные

1.1 Разработка и утверждение проектов, нормативов предельно – допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ);

1.2 Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР)<sup>4</sup>

1.3 Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;

1.4 Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;

1.5 Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;

1.6 Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных вод или дренажных вод;

1.7 Расчет своевременного внесения платы за негативные воздействия на окружающую среду;

1.8 Организация и проведение производственного экологического контроля.

2. Санитарно-технические:

2.1 Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;

2.2 Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованием законодательства полигонах;

2.3 Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;

2.4 Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;

2.5 Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;

2.6 Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ;

2.7 Организация и осуществление контроля качества сточных, дренажных и природных поверхностных вод;

2.8 Соблюдение режима хозяйствования в водоохраной зоне;

2.9 Передача хозяйственно бытовых сточных вод в специализированно организации на обезвреживание;

2.10 Организация стоянок автотранспорта в специально оборудованных местах, имеющих твердое покрытие.

#### 7.1.4 Отходы, образующиеся при строительстве

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительно-монтажных работ, при этом будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме.

Код отходов по ФККО – 2014 8 22 201 01 21 5.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{60582,5 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 25177 \text{ т}, \quad (8.1)$$

где  $N$  - объем бетонных работ,  $\text{м}^3$  (60582,5  $\text{м}^3$ ),  $q$  - удельный норматив образования, % ( $q = 1,8\%$ ),  $\rho$  - плотность бетона,  $\text{т}/\text{м}^3$  ( $\rho = 2,5 \text{ т}/\text{м}^3$ ).

Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные

Код отходов по ФККО – 2014 4 61 010 01 20 5.

Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с Приложением к сборнику Типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве (дополнение к РДС 82-202-96) Москва, Госстрой России, 1988г., таблица 4, норма образования отходов арматуры составляет 1,0 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{90 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 2,3 \text{ т}, \quad (8.1)$$

где  $N$  - количество арматуры, т (90 т),  $q$  - удельный норматив образования, % ( $q = 1,0\%$ ),  $\rho$  - удельный вес арматуры,  $\text{т}/\text{м}^3$  ( $\rho = 2,0 \text{ т}/\text{м}^3$ )

Таким образом в результате строительства будет образовано 25177 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 2,3 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.

#### 7.1.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Лесовского ГУ воздействие на окружающую среду будет оказываться:

1. Сбросом сточных вод (дренажных, дождевых и талых) вод;

2. Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и 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 ГЭС находится рядом с населенными пунктами, согласно СП от 2.2.1/2.1.11200-03 «санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов», требуется проведение исследований по необходимости установления санитарно – защитной зоны: исследования химических (выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от источников выбросов) и физических (шум, инфразвук, интенсивность электромагнитных полей) факторов.

«Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения», требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Волга от сбросов Лесовской ГЭС ниже по течению реки.

## **8 Безопасность гидротехнических сооружений, охрана труда**

Важнейшей задачей службы эксплуатации Лесовской ГЭС являются обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации, проектируемой ГЭС, регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Основным, из которых является Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений», требованием которого является составление декларации о безопасности ГТС, которое определяется положением, утвержденным Правительством РФ. Данное положение определяет порядок, содержание составления декларации о безопасности ГТС, обязательным является осуществление государственной экспертизы для ГТС при их проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитальном ремонте или восстановлении.

Ответственность за обеспечение безопасности лежит на собственнике ГЭС. Для контроля состояния основных сооружений проектируемой ГЭС должны быть предусмотрены контрольно-измерительные аппараты, которые отслеживают изменение в состоянии плотины.

### **8.1 Охрана труда**

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций, территория и акватория, где они размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим нормам:

- строительным нормам и правилам;
- нормам технологического проектирования гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций;
- Российского регистра гидротехнических сооружений;
- Федеральным законам «Об основах охраны труда в РФ»;
- Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений»;
- санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию;
- государственным стандартам безопасности труда;
- правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей;
- правилам устройства электроустановок, техническому регламенту о пожарной безопасности и правилам противопожарного режима РФ и иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

Отступления от требований вышеперечисленных правил как при обслуживании действующего, так и вновь вводимого или реконструируемого

оборудования не допускаются, за исключением введения новых нормативных актов по охране труда.

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

На ГЭС организацию работы по технике безопасности, охране труда должен осуществлять руководитель организации, руководители подразделений и производственных участков. Названные лица, в соответствие со своими должностными инструкциями, обязаны обеспечить проведение организационных и технических мероприятий по созданию безопасных условий труда, инструктаж и обучение персонала безопасным методам работы и контроль выполнения правил техники безопасности.

На ГЭС должен быть организован кабинет по охране труда, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

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

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам выполнения работ, в том числе при проведении огневых работ, пройти проверку знаний и иметь документ о праве проведения этих работ.

Электроустановки гидроэлектростанций должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающим безопасные условия труда, и быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами.

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

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе с учетом требований пункта 5.14 Правил;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

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

## **8.2 Пожарная безопасность**

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в правилах пожарной безопасности, утверждённых МЧС России. В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции или другое лицо, назначенное приказом. ГЭС должны быть оборудованы установками пожарной сигнализации и системой оповещения и управления эвакуацией людей.

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

Руководители отделов, структурных подразделений, ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

- обеспечивать разработку планов эвакуации людей, оборудования на случай пожара;
- обеспечить соблюдение установленного противопожарного режима, требований правил пожарной безопасности и инструкции о мерах пожарной безопасности;
- знать характеристики пожарной опасности зданий, сооружений, технологических процессов, производственного оборудования, хранимых, используемых и обращающихся в производстве веществ, и материалов и организовывать пожаробезопасное хранение, транспортирование и применение пожаровзрывоопасных веществ;
- обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;
- организовать пожарно-техническую подготовку подчинённого персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;
- обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;
- установить порядок и ответственность за содержание в исправном состоянии постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

Каждый работающий на ГЭС обязан знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности на рабочем месте, в других помещениях и

на территории, при возникновении пожара немедленно сообщить вышестоящему руководителю или оперативному персоналу о месте пожара, принять возможные меры к спасению людей, имущества и приступить к ликвидации пожара имеющимися средствами пожаротушения с соблюдением мер безопасности.

Все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности. Подготовка работников включает в себя:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- проводимые в структурных подразделениях регулярные инструктажи, по вопросам пожарной безопасности;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение квалификации в учебных центрах, а также при проведении семинаров и целевых конференций по противопожарной защите;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности.

Персонал ГЭС несёт ответственность за обеспечение пожарной безопасности. Лица, виновные в нарушении правил пожарной безопасности несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством.

Все лица, поступающие работать на проектируемую ГЭС, либо принятые на временную работу, учащиеся и студенты, проходящие производственную практику, должны пройти вводный инструктаж по пожарной безопасности.

### **8.2.1 Объекты водяного пожаротушения на ГЭС**

Объектами водяного пожаротушения на ГЭС являются:

- гидрогенераторы;
- силовые трансформаторы;
- кабельные сооружения;
- станционное маслохозяйство;
- подпультные, подщитовые помещения.

Повреждение синхронных машин, вызванное пробоем изоляции обмоток статора генератора, может вызвать пожар с тяжелыми последствиями. На генераторах ГЭС устанавливаются защиты, которые автоматически с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора сигнализируют о наличии возгорания. Пожаротушение осуществляется вручную. В качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода. Вблизи лобовых частей обмоток статора размещают дренчерные кольцевые трубопроводы, в которых выполнены отверстия со специальными насадками (дренчерами), ось которых направлена в сторону обмотки. Следует отметить, что при ложном срабатывании защиты или при длительной подаче воды происходит излишнее увлажнение изоляции, поэтому требуется достаточно высокая надежность работы этих устройств.



Трансформаторы на ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат значительное количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. С этой целью по периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых вертикально устанавливаются дренчерные оросители.

Кабельные сооружения ГЭС должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и запорно-пусковыми устройствами (ЗПУ). 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.

### **8.2.2 Пожарная безопасность в кабельных помещениях**

1) К кабельному хозяйству энергетических предприятий относятся все кабельные сооружения (этажи, тоннели, шахты, каналы, галереи, эстакады), а также кабельные линии, закрытые в специальные металлические короба или открыто проложенные по специальным кабельным конструкциям. Приказом руководителя предприятия кабельное хозяйство целиком или по участкам должно быть закреплено за соответствующими цехами для обеспечения надежной эксплуатации кабельных линий и проведения необходимых строительно-монтажных, ремонтных работ и противопожарных мероприятий.

2) Все кабельные сооружения должны регулярно осматриваться по графику, утвержденному начальником соответствующего цеха. При обнаружении нарушений мест уплотнения кабельных линий, проходящих через перегородки, перекрытия, другие строительные конструкции, немедленно должны приниматься меры к их восстановлению.

3) Кабельные сооружения должны содержаться в чистоте. Запрещается устройство каких-либо кладовых, мастерских, а также хранение материалов и оборудования, в том числе неиспользованных кабельных изделий.

4) При обнаружении попадания в кабельные сооружения воды и пара, масла, мазута или других горючих жидкостей (а также их водных эмульсий) немедленно должны приниматься меры по предотвращению их поступления.

5) Все кабельные помещения относятся к помещениям, не обслуживаемым постоянно персоналом, поэтому они должны быть закрыты. Запрещается допуск лиц для обслуживания кабельных сооружений или работы в них без согласования с начальником смены электростанции.

6) В кабельных сооружениях не реже, чем через 50 м должны быть установлены указатели ближайшего выхода. На дверях секционных перегородок должны быть нанесены указатели (схема) движения до

ближайшего выхода. У выходных люков из кабельных сооружений должны быть установлены лестницы так, чтобы они не мешали проходу по тоннелю.

7) Автоматические установки пожаротушения кабельных сооружений должны эксплуатироваться на основании требований Правил пожарной безопасности для энергетических предприятий. Ремонт автоматических стационарных установок пожаротушения кабельных сооружений должен проводиться в кратчайшие сроки.

8) Гидроизоляция и дренажные устройства кабельных сооружений, обеспечивающие отвод или автоматическую откачку воды, должны быть в исправном и работоспособном состоянии.

9) При эксплуатации кабельных линий не допускается перегрев их выше допустимых норм от оборудования и источников нагрева.

10) В помещениях АСУ ТП, щитов управления и других с паркетными полами деревянные щиты должны снизу защищаться асбестом и обиваться жестью или другим огнезащитным материалом. Съемные несгораемые плиты и цельные щиты должны иметь приспособления для быстрого их подъема вручную.

## 9 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

### 9.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

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

Объемы продаж электроэнергии в прогнозном периоде представлены в таблице 9.1

Таблица 9.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2030	2031	2032	2033	2034
Установленная мощность	МВт	443	443	443	443	443
Число часов использования установленной мощности	Часы	6 800	6 800	6 800	6 800	6 800
Выработка электроэнергии	МВт·ч	3 012 400	3 012 400	3 012 400	3 012 400	3 012 400
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	45 186	45 186	45 186	45 186	45 186
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	2 967 214	2 967 214	2 967 214	2 967 214	2 967 214
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	1 567	1 581	1 595	1 609	1 624
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	4 649,6	4 691,2	4 732,7	4 774,2	4 818,8
НДС к выручке	млн.руб	774,9	781,9	788,8	795,7	803,1

Вывод: Таким образом, по полученным данным, мы видим, что выручка от реализации электроэнергии растет с каждым годом примерно на 0,89%, в зависимости от роста тарифа на электроэнергию.

### 9.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.) с учетом реализованной электроэнергии.

Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный горизонт планирования всеми структурными подразделениями ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗОПАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, а также условий и допущений, необходимых для

подготовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов на среднесрочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами, это денежные средства, необходимые для организации производственного процесса и создания продукции, работ или услуг.

Себестоимость продукции непосредственно зависит от текущих расходов предприятия, так как характеризует величину затрат, приходящихся на единицу продукции. Очевидно, что все факторы, влияющие на формирование расходов, оказывают непосредственное влияние и на себестоимость продукции.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

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

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

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

Эксплуатационные расходы гидроузла представлены в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Сумма, млн. руб.
Расходы оплаты труда	255,2	113,4
Прочие расходы	274,0	121,4
Итого	-	234,4

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины стоимость, удельные значения расходов на ремонт в процентах представлены в таблице 9.3.

Таблица 9.3 – Удельное значение расходов на ремонт оборудования

Этапы проекта	Величина, %
от 1 до 5 лет	0,04
от 6 до 15 лет	0,06
от 16 до 25 лет	0,8
свыше 25 лет	0,10

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям ПАО «РусГидро», результат представлен в таблице 9.4.

Таблица 9.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО ЕЭС»	135,38 тыс.руб./МВт	59,97
ОАО «АТС» (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб./МВт·ч	3,30
ОАО «ЦФР» (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб./МВт·ч	0,96
Итого	-	64,24

Сумма капитальных вложений (далее КВ) по гидроузлу:

$$\text{Сумма КВ} = N_{\text{уст}} \text{ кВт} \cdot (1000\$ - 2000\$)$$

$$\text{Сумма КВ} = 443000 \cdot 1800 \cdot 70 = 55818000000 \text{ руб.}$$

На создание ГТС 80% от суммы КВ: 44654400000 руб.

На приобретение и монтаж оборудования 20% от суммы КВ: 11163600000 руб.

График Кэш-Фло, распределение денежных средств по годам проекта, представлен на рисунке 9.1.

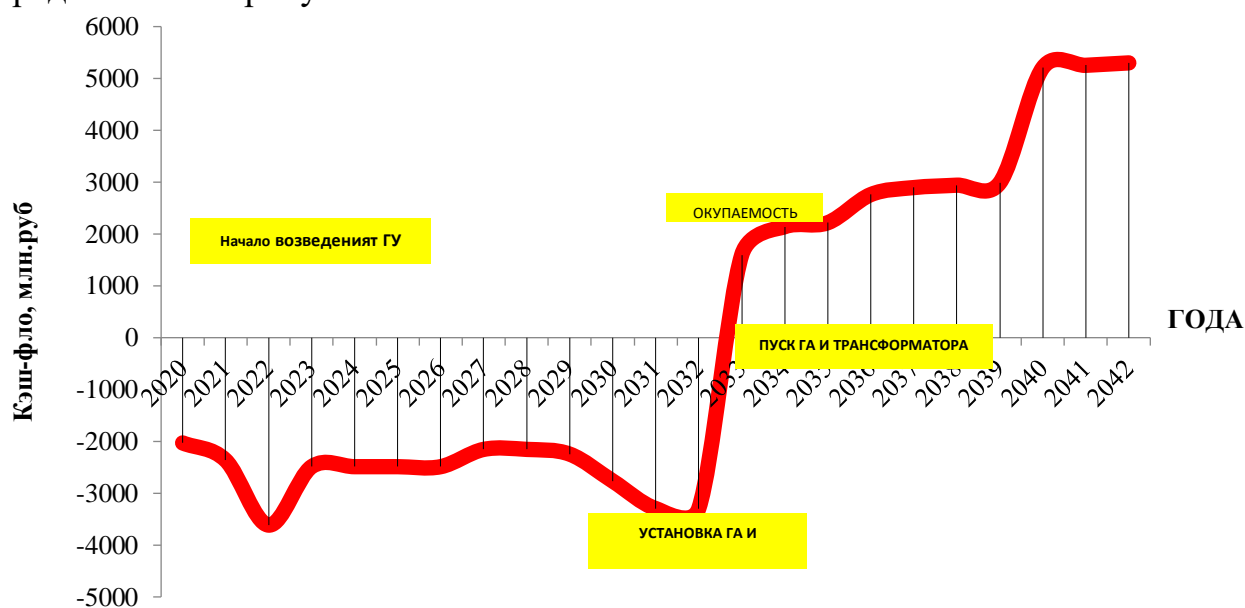


Рисунок 9.1– График КЭШ-ФЛО

Следовательно, по полученным данным графика, у нас прослеживаются определенные года к возведению гидроузла с 2020 года. Здесь у нас сумма денежных средств на реализацию проекта находится в отрицательные динамики до 2032 года. С 2032 года наши денежные средства набирают оборот и уже к 2033 году у нас имеется положительная динамика, то есть начинается срок окупаемости проекта. Это обусловлено тем, что в 2033 году начитается пуск первого гидроагрегата и трансформатора, то есть начинается выработка электроэнергии и мощности.

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт·ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Волга составляет 9,84 руб.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 9.5.

Таблица 9.5 – Текущие затраты по гидроузлу

Наименование	Годы			
	2033	2034	2035	2036
Амортизационные отчисления, млн.руб.	14980,07	14980,07	12707,34	12568,85
Расходы на страхование, млн.руб.	2,63	2,63	2,23	2,21
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	234,43	234,43	234,43	234,43
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	1,97	1,97	1,67	2,21
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	64,24	64,24	64,24	64,24
Налог на воду, млн.руб.	29,64	29,64	29,64	29,64
<b>ИТОГО</b>	<b>15313,1</b>	<b>15313,1</b>	<b>13039,58</b>	<b>12901,6</b>

Сначала текущие затраты по гидроузлу возрастают, потом идут на убыль так как расходы на ремонт, страхование и услуги регулирующих компаний уменьшаются.

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы на рисунке 9.2.

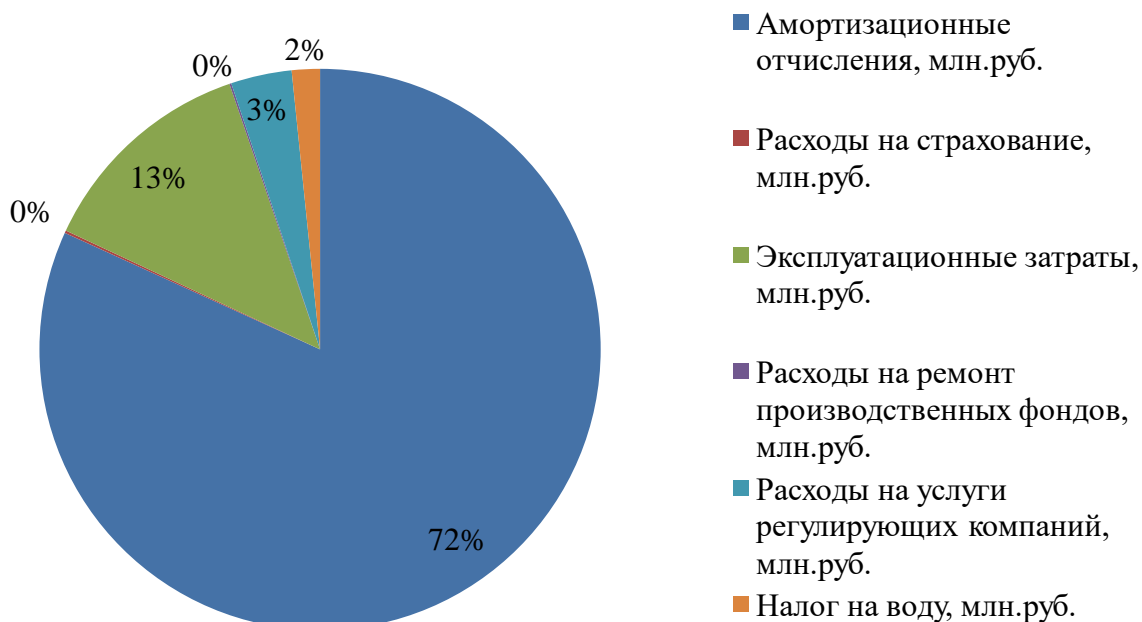


Рисунок 9.2 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %

Вывод: Амортизационные отчисления составляют у нас 72% от текущих затрат, то есть большая часть денежного потока приходится на данные отчисления. Это обуславливается тем что сумма капитальных вложений у нас растет по мере запланированной работы (строительство ГТС и установка оборудования), как только мы установим всё необходимое оборудование и закончим земляные и бетонные работы, наши показатель на затраты будут снижаться.

### 9.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой оттоков денежных средств после завершения строительства проектируемой ГЭС. Значительная их часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учитываем следующие налоги:

- Налог на прибыль – 20%;
- НДС – 20%;
- Взносы в социальные фонды – 34%;
- Налог на имущество – 2,2%;
- Налог на воду на 1 тыс. кВт·ч – 9,84 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 9.6.

Таблица 9.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта			
	2039	2040	2041	2042
Налог на прибыль, млн.руб.	0	975,78	985,04	994,31
НДС, млн.руб.	839,72	847,14	855,05	862,47
Взносы в социальные фонды, млн. руб.	10,2	5,44	5,44	5,44
Налог на имущество, млн.руб.	47,8224	0	0	0
Итого, млн. руб.	-112,55	1828,37	1845,54	1862,23

Вывод: Налог на прибыль приобретает положительную тенденцию с 2040 года это зависит от роста прибыли. Так примерный рост налога на прибыль относительно каждого года составляет %. Зато налог на имущество с 2040года выходит в ноль. На мой взгляд, это характеризуется тем, что строительство гидроузла завершается.

### 9.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является конечным финансовым результатом от продажи электроэнергии генерирующей компании и в общем виде представляют разницу между ценой продукции и её себестоимость.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 9.7.

Таблица 9.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	2039	2040	2041	2042
Выручка (нетто), млн. руб.	5160,9	5207,25	5253,55	5299,89
Текущие расходы, млн. руб.	10212,45	328,31	328,31	328,31
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн. руб.	-5051,45	4878,94	4925,24	4971,58
Скорректированный налог на прибыль, млн. руб.	-1010,29	975,78	985,04	994,31
НОРАТ (чистая прибыль), млн. руб.	-4041,16	3903,15	3940,19	3977,26
Ставка налога на прибыль, %	20	20	20	20

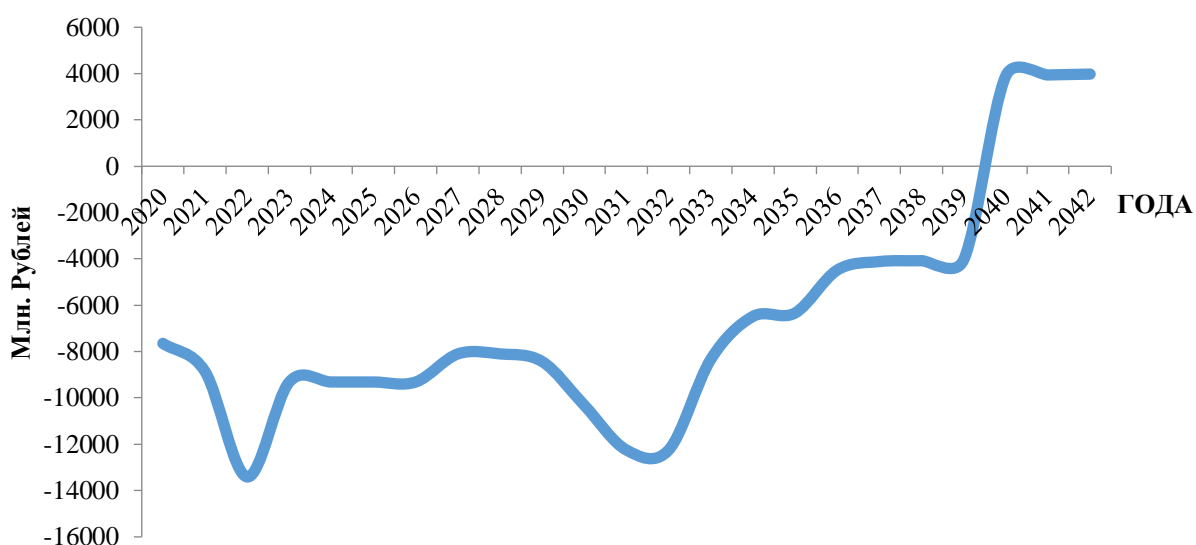


Рисунок 9.3 – Изменение суммы прибыли по проекту, млн. руб.

Вывод: Чистая прибыль принимает положительную тенденцию с 2039 года, это обуславливается тем что строительство полностью завершено и уже начато производство электроэнергии и мощности.

## 9.5 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»)

### 9.5.1 Методология, исходные данные

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

1. Чистый, дисконтированный доход



2. Индекс прибыльности
3. Срок окупаемости
4. И т.д.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

а) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

б) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

в) Приложение к приказу «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.)»

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

- 1) Период прогнозирования для Лесовкая ГЭС составляет 22 года, в соответствии со сроком службы основного оборудования.
- 2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2020 года.
- 3) Предполагается что в течение прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

### 9.5.2 Коммерческая эффективность проекта

Цель проведения расчетов коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 9.8.

Таблица 9.8 – Показатели эффективности инвестиций

Наименование	Значения
Ставка дисконтирования	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPВ, мес	162
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,19
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт·ч	0,45
Удельные капиталовложения, руб/Квт	72418,7

Вывод: Таким образом, проект является экономически целесообразным. Потому что, индекс прибыльности больше 1, себестоимость электроэнергии незначительная – 0,45 руб/кВт·ч.

## **10 Взаимодействие между малыми ГЭС и солнечными электростанциями**

### **10.1 Малые ГЭС**

Малые ГЭС один из самых экологичных способов производства электроэнергии на сегодняшний день. Более того, у малых ГЭС имеется огромный нераскрытый потенциал в большинстве регионов мира. Они могут внести большой вклад в удовлетворение потребностей в электроэнергии в будущем. Они основаны на хорошо изученных и испытанных технологиях, но при этом имеется большой потенциал дальнейшей оптимизации. Малые ГЭС могут разрабатываться на основе строительства новых объектов или реконструкции существующих плотин, основное предназначение которых – управление паводками или ирригация.

В мае 2005 года в Москве прошел международный Круглый стол, организованный Российско-европейским технологическим центром; на нем было отмечено, что технический потенциал малой гидроэнергетики России очень высок, и составляет около 360 млрд кВт\*ч в год это около трети потребляемой в России энергии

### **10.2 Солнечные электростанции**

Солнечная электростанция (СЭС) – инженерное сооружение, преобразующее солнечную радиацию в электрическую энергию. Способы преобразования солнечной радиации различны и зависят от конструкции электростанции.

Все солнечные электростанции (СЭС) подразделяют на несколько типов:

- СЭС башенного типа
- СЭС тарельчатого типа
- СЭС, использующие фотоэлектрические модули (фотобатареи)
- СЭС, использующие параболические концентраторы
- Комбинированные СЭС
- Аэростатные солнечные электростанции
- Солнечно-вакуумные электростанции

Дальше о некоторых из них.

Фотоэлектрических СЭС для преобразования энергии солнца в электрическую используются фотоэлектрические элементы. Данные элементы представляют собой полупроводники на основе кремния, вырабатывающие под действием солнца постоянный электрический ток.

По технологии изготовления фотоэлектрические элементы подразделяются на:

- монокристаллические (наиболее эффективные и имеют высокий КПД по преобразованию солнечной энергии до 22%, цена несколько выше, чем

у поликристаллических, что связано с дорогостоящим процессом изготовления);

- поликристаллические (КПД до 18%, стоят дешевле и имеют самую низкую стоимость получения ватта электроэнергии);
- аморфные (производство данных элементов проще, в результате цена ниже, однако КПД не превышает 6%);

Технологии концентрирования солнечной энергии, другое название — солнечное тепловое электричество, или гелиотермальные технологии, основаны на использовании не световой силы солнечного света, а его температуры.

Элементы систем, работающих с применением таких технологий, концентрируют тепловую энергию, что позволяет вырабатывать пар, который затем двигает классическую систему турбины и электрогенератора. Подобные системы могут работать без остановки в любое время дня, даже при отсутствии солнца, потому как часть энергии может в течение определенного времени сохраняться в специальном термальном хранилище и постепенно использоваться для производства энергии. Концентрационные солнечные электростанции не причиняют вреда окружающей среде и достаточно надежны, чтобы удовлетворить растущую потребность в электроэнергии по всему миру.

Рост цен на энергоносители в России заставляет проявлять интерес к дешевым источникам энергии. Наиболее доступной является солнечная энергия. Энергия солнечной радиации, падающая на Землю в 10 000 раз, превышает количество вырабатываемой человечеством энергии.

### **10.3 Взаимодействие между ГЭС и солнечными электростанциями**

Повсеместное распространение возобновляемых источников энергии ведет к тому, что проблема сохранения излишков электричества, полученного в часы пикового производства, для использования их затем в часы недостаточной выработки, что особенно актуально для солнечной генерации, все более остро встает как в частном, так и в промышленном масштабе.

Так, в первой половине 2017 года штату Калифорния в США пришлось избавиться от 300 тыс. магаватт электроэнергии из возобновляемых источников, потому что ее негде было хранить. По данным BNEF, Китай по этой же причине теряет порядка 17% произведенной электроэнергии.

Одним из способов решения этой проблемы, может являться, хранение энергии с помощью гидроаккумулирующих электростанций.

Малые ГЭС с гидроаккумулирующими системами сочетают технические преимущества крупных ГЭС с положительными экономическими аспектами малых ГЭС.

Гидроаккумулирующие, или насосные, электростанции, сохраняют излишки электроэнергии при помощи перекачки воды из более низко расположенного резервуара в расположенных более высоко, являются масштабными системами хранения энергии. Они используют излишки

электричества в системе для перекачки массивного количества воды из более низко расположенного источника в резервуар, расположенный выше, где вода сохраняется в качестве потенциала для производства аналогичного количества электроэнергии. При необходимости, например, в часы пикового потребления, вода отправляется по трубам вниз, параллельно вырабатывая электричество с помощью турбинных генераторов, установленных по пути.

Решение снижения потерь в электрических сетях может быть осуществлено согласно следующим принципам:

- снижение потерь электроэнергии путем оптимизации существующих схем и режимов работы электрических сетей, совершенствования их технического обслуживания;

- строительство и реконструкция электрических сетей, установка дополнительного и замена существующего электрооборудования.

#### **10.4 Значение малых сетей энергоснабжения**

На сегодняшний день более миллиарда человек по всему миру не имеет доступа к электричеству. В удаленной сельской местности с низкой плотностью населения сооружение государственных сетей часто технически затруднено или неосуществимо и требует больших затрат. Малые дизельные генераторы и солнечные панели, как правило, применяются для обеспечения минимального объема электроэнергии, но дизельное топливо — дорогое, а солнечные панели генерируют энергию только в дневные часы. Таким образом, внедрение децентрализованных решений в виде малых сетей энергоснабжения или автономных систем, предоставляющих безопасную, чистую и возобновляемую энергию, является важным условием развития сельской местности. Доступ к электроэнергии помогает в борьбе с бедностью, повышает качество здравоохранения и образования, а также создает рабочие места.

#### **10.5 Вывод**

Задача долгосрочного хранения энергии будет играть ключевую роль на следующем этапе перехода глобального сообщества на экологически чистые виды энергии. По мере того как производится все большее количество энергии из возобновляемых источников, электрические системы нуждаются в большей гибкости, а также появляется необходимость хранить электроэнергию в течение дней, недель и даже месяцев. По всему миру тестируются разнообразные проекты, направленные на создание системы, способной сохранить излишки электроэнергии, производимой в часы пикового производства, чтобы передать в сеть их в часы пикового потребления. И одним из таких проектов может быть взаимодействие малых ГЭС с солнечными электростанциями их оптимизация, для хранения энергии с помощью ГАЭС.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Расчитаны и определены показатели, выбраны элементы и параметры Лесовской ГЭС, с плотиной высотой 54,8 м на реке Волга, являющейся сооружением I класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчётных расходов для основного обеспеченностью 0,1% и поверочного 0,01% обеспеченности случаев:  $Q_{0,1\%} = 9538 \text{ м}^3/\text{с}$ .,  $Q_{0,01\%} = 11055 \text{ м}^3/\text{с}$ .

В ходе водно-энергетических расчётов выбрана установленная мощность Лесовской ГЭС, а также определена зона её работы в суточных графиках нагрузки. Установленная мощность составила 443 МВт. Определён уровень мёртвого объёма, отметка которого составила 107,0 м. Полезный объём при отметке НПУ составляет 6,26 млн.м<sup>3</sup>. Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составила 1,55 млрд. кВт·ч.

На следующем этапе определено оптимальное число и тип гидроагрегатов гидроэлектростанции. Для этого построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

- максимальный – 38,0 м;
- расчётный – 29,0 м;
- минимальный – 22,2 м.

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС, соответствующий расчётному напору, составляет 1736 м<sup>3</sup>/с.

Выбрана гидротурбина ПЛ40а-В-900. По результатам расчётов оптимальным оказался вариант с 4 гидроагрегатами, диаметрами рабочих колёс 9,0 м.

Для выбранной поворотно-лопастной турбины с синхронной частотой вращения 78,9 об/мин подобран серийный гидрогенератор СВ-1260/185-76 с номинальной активной мощностью 150 МВт.

Далее выбрана структурная схема ГЭС с единичными блоками и принята схема распределительного устройства на 5 присоединений (две воздушных линии, три генераторных присоединения) КРУЭ 500 кВ – полуторная цепочка (две системы шин с тремя выключателями на две цепи). По справочным данным и каталогам выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ 250000/500-УХЛ1, трансформаторы собственных нужд ТСЗ-6300/20.

В качестве генераторного выключателя, принят элегазовый выключатель ВГГ-20/10000 УЗ производства российской машиностроительной компании ОАО ВО «Электроаппарат».

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Компоновка гидроузла была принята русловая.

В состав сооружений входят:

- водосбросная бетонная плотина – 240,0 м;
- станционная бетонная плотина – 153,0 м;
- правобережная бетонная плотина – 153,0 м;
- левобережная бетонная плотина – 131,0 м.

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- отметка подошвы водосливной плотины – 70,6 м;
- число водосливных отверстий – 10;
- ширина водосливных отверстий – 16 м;
- отметка гребня – 125,4 м;
- ширина гребня – 27,0 м.

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном сочетании нагрузок. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,34 (нормативное значение для сооружений I класса – 1,25). Таким образом, плотина Лесовского 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 – 10 лет;
- себестоимость – 0,45 руб/кВт·ч;
- удельные капиталовложения – 72418,7 руб./кВт.

Из этого можно сделать вывод, что строительство Лесовской ГЭС является обоснованным, в том числе с точки зрения экономических показателей.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. 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.
2. Затева, Е. Ю. Использование водной энергии: методические указания по выполнению курсового и дипломного проектов / Е. Ю. Затева. – Саяногорск : СШФ СФУ, 2012. – 11 с.
3. Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири. [Электронный ресурс] // ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» – Режим доступа : <http://so-ups.ru/>.
4. СТО 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 30.07.2012 – Москва : Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 307 с.
5. Каталог «Гидрогенераторы» [Электронный ресурс] // Научно-производственное объединение ОАО «ЭЛСИБ». – Режим доступа : <http://www.elsib.ru/>.
6. ГОСТ 8339-84 Установки маслонапорные для гидравлических турбин. Технические условия. – Введ. 01.07.1985 – Москва : Стандартинформ, 2008. – 8 с.
7. ГОСТ 534-78 Краны мостовые опорные. Пролеты. – Взамен ГОСТ 534-69 ; введ. 01.07.1979 – Москва : ИПК Издательство стандартов, 2002. – 4 с.
8. Прошин, А. С. Монтажные краны электростанций : учебное пособие для вузов / А. С. Прошин. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва : Машиностроение, 1973. – 248 с.
9. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : учебное пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – Изд. 4-е, перераб. и доп. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
10. 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.
11. Усов, С.В. Электрическая часть электростанций. / Усов С.В., Михалев Б.Н., Черновец А.К.– Энергоатомиздат 2-е издание, 1987. – 617с.
12. Васильев, Ю. С. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть) : учебное пособие / Ю. С. Васильев, Г. А. Претро. – Ленинград : ЛГТУ, 1991. – 80 с.
13. Куценов, Д. А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование : учебное пособие для вузов / Д. А. Куценов, И. Ю. Погоняйченко. – Красноярск : СФУ, 2007. – 232 с.

14. 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.
15. Каталог «Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения класса напряжения 220кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский трансформатор». – Режим доступа: <http://www.transformator.com>.
16. Каталог «Сухие силовые трансформаторы с литой изоляцией» [Электронный ресурс] // ООО «Электронмаш-Инжиниринг». – Режим доступа: <http://www.electronmash.ru/>.
17. 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.
18. СТО 56947007- 29.240.35.184-2014. Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией в металлической оболочке (КРУЭ) 110 кВ и выше. Стандарт организации. – Введ. 16.09.2014 – Москва : ОАО «ФСК ЕЭС», 2014 – 78 с.
19. 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.
20. ГОСТ 2.722-68\* Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Машины электрические. - Введ. 01.01.1971. – Москва : Стандартиформ, 2008. – 15 с.
21. ГОСТ 2.747-68 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Размеры условных графических обозначений. - Введ. 01.01.1971. – Москва : Стандартиформ, 2008. – 6 с.
22. Толстихина Л. В. Параметры электрооборудования и режимы энергетических систем в примерах и иллюстрациях: учебное пособие для практических занятий / Л. В. Толстихина. – Саяногорск: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2010. - 180 с.
23. Каталог «КРУЭ» [Электронный ресурс] // ООО «Энергомеханический завод». – Режим доступа: <http://www.energomeh.ru/>.
24. Каталог «Генераторные выключатели и трансформаторы тока» [Электронный ресурс] // ОАО ВО «ЭЛЕКТРОАППАРАТ». – Режим доступа: <http://www.ea.spb.ru/>.
25. Правила устройства электроустановок : изд. 7. – Москва : ДЕАН, 2013. – 706 с.
26. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Полимер Аппарат». – Режим доступа : <http://polymer-apparat.ru>.
27. Каталог «Трансформаторы ТСЗФ, ТСЗ, ТСЗФС, ТСЗС, ТСЗУ трехфазные сухие, в т.ч. повышенной пожаробезопасности, класса напряжения



6 - 20 кВ, в т.ч для собственных нужд подстанций» [Электронный ресурс] // Компания «Электрозавод». – Режим доступа: <http://www.elektrozavod.ru/>.

28. Каталог «Оборудование воздушных линий 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Конденсатор». – Режим доступа : <http://www.kondensator.su>.

29. 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.

30. Техническая политика ОАО «РусГидро» – 2011. [Электронный ресурс] // Открытое акционерное общество «Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро». – Режим доступа : <http://www.rushydro.ru/>.

31. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 40 с.

32. СП 38.13330.2012 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82\*. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 112 с.

33. Чугаев, Р.Р. Гидравлика/ Р.Р.Чугаев. – Ленинград: Энергоиздат, 1982. – 672с.

34. Большаков, В. А. Справочник по гидравлике : учебное пособие для вузов / В. А. Большаков, Ю. М. Константинов, В. Н. Попов, В. Ю. Даденков. – Киев : Головное издательство издательского объединения «Вища школа», 1977. – 280 с.

35. Киселёв П.Г. Справочник по гидравлическим расчётам. Под редакцией П.Г. Киселёва. Изд. 4-е, перераб. И доп. М., «Энергия», 1972. 312 с. С ил.

36. СП 41.13330.2012 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.06.08-87. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 69 с.

37. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва :

38. Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2012-2037гг. . – Введ. 31.03.2008 – Москва : «РусГидро», 2008 – 14 с.

39. Методические рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике. – Введ. 07.02.2000 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2010 – 58 с.

40. Методические рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО. – Введ. 31.03.2008 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 – 58 с.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Анализ исходных данных

Таблица А.1 – Ряд гидрологических наблюдений за рекой Волга  
Расходы в кубических метрах в секунду

годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1950	357,0	347,0	536,0	4213,0	1234,0	852,0	572,0	863,0	647,0	621,0	1166,7	911,0
1951	157,0	320,0	346,0	5021,0	1085,3	1089,3	708,0	404,0	282,0	267,0	216,3	188,0
1952	548,0	437,0	521,0	2579,3	1651,3	672,0	703,0	421,0	613,0	2062,0	2694,7	693,0
1953	484,0	401,0	610,0	5285,0	1160,0	715,0	760,0	1189,0	1564,0	2628,0	881,3	1310,0
1954	334,0	445,0	465,0	1562,0	1977,7	612,3	418,0	619,0	483,0	1087,0	1089,7	526,0
1955	219,0	292,0	258,0	3320,7	7862,3	2702,0	882,0	499,0	380,0	361,0	406,0	246,0
1956	428,0	575,0	507,0	2272,0	4100,0	656,0	604,0	953,0	880,0	1220,0	631,0	702,0
1957	613,0	623,0	490,0	4923,3	2720,0	1422,3	836,0	554,0	775,0	1517,0	1166,0	615,0
1958	334,0	480,0	558,0	4364,0	4313,7	979,0	537,0	514,0	542,0	955,0	896,3	492,0
1959	234,0	269,0	269,0	5168,3	2019,3	787,7	618,0	355,0	374,0	478,0	449,7	309,0
1960	659,0	603,0	697,0	2900,3	1445,7	523,0	367,0	335,0	636,0	538,0	759,3	1196,0
1961	329,0	439,0	546,0	3536,3	3240,7	837,0	667,0	820,0	928,0	600,0	471,3	345,0
1962	260,0	357,0	276,0	5504,7	2246,7	965,0	1659,0	760,0	976,0	955,0	982,7	550,0
1963	219,0	272,0	234,0	2311,0	1409,3	517,0	930,0	306,0	190,0	354,0	500,0	264,0
1964	315,0	385,0	366,0	1917,0	2261,0	538,0	190,0	174,0	182,0	268,0	396,3	376,0
1965	408,0	369,0	529,0	2222,0	2703,7	1063,7	639,0	689,0	257,0	447,0	443,0	643,0
1966	238,0	321,0	370,0	7861,0	3816,0	711,3	352,0	387,0	491,0	738,0	383,3	284,0
1967	292,0	348,0	556,0	3839,0	1602,0	524,7	228,0	174,0	316,0	521,0	904,3	440,0
1968	231,0	273,0	257,0	4302,0	2354,0	525,7	327,0	267,0	186,0	432,0	500,7	273,0
1969	367,0	386,0	343,0	2427,7	2457,3	931,0	317,0	219,0	233,0	485,0	1349,7	1079,0
1970	286,0	413,0	382,0	5565,7	1718,7	466,0	260,0	152,0	184,0	334,0	349,3	280,0
1971	262,0	308,0	384,0	2352,7	1940,7	478,7	308,0	232,0	239,0	591,0	706,3	434,0
1972	194,0	272,0	317,0	2062,3	1195,0	410,0	175,0	147,0	104,0	133,0	150,7	354,0
1973	214,0	373,0	440,0	2422,0	873,7	281,0	188,0	119,0	151,0	260,0	370,7	277,0
1974	581,0	558,0	935,0	1929,3	3019,3	820,0	437,0	325,0	217,0	239,0	577,0	502,0
1975	209,0	264,0	252,0	3105,3	578,7	373,0	211,0	140,0	142,0	156,0	174,7	171,0
1976	231,0	327,0	441,0	3058,0	3035,7	1914,7	1011,0	715,0	336,0	249,0	232,7	363,0
1977	452,0	432,0	599,0	4238,3	1999,7	1167,3	434,0	391,0	332,0	556,0	1297,0	719,0
1978	331,0	402,0	434,0	4132,0	2298,7	961,0	621,0	741,0	785,0	1195,0	1642,7	775,0
1979	260,0	343,0	289,0	3244,0	3730,3	422,3	362,0	340,0	256,0	422,0	456,7	428,0
1980	546,0	583,0	641,0	2096,7	2586,0	535,7	1498,0	1115,0	1104,0	636,0	1000,7	723,0
1981	754,0	592,0	795,0	3419,7	3081,3	713,3	341,0	221,0	663,0	1211,0	1552,7	799,0
1982	1107,0	777,0	1304,0	4314,3	2010,7	614,7	582,0	397,0	429,0	457,0	1050,3	1028,0
1983	1194,0	693,0	622,0	3574,7	789,7	769,7	1285,0	251,0	413,0	782,0	761,3	1276,0
1984	401,0	412,0	288,0	3314,7	1302,3	652,7	524,0	437,0	874,0	1497,0	1042,7	889,0
1985	441,0	506,0	940,0	3379,7	2885,0	1098,3	665,0	454,0	332,0	325,0	874,7	317,0
1986	395,0	479,0	449,0	4649,3	2047,7	673,0	847,0	525,0	572,0	843,0	805,7	630,0
1987	595,0	297,0	566,0	1316,3	2826,0	1601,7	994,0	1196,0	993,0	1024,0	546,0	463,0
1988	485,0	836,0	1878,0	3823,3	2095,7	753,0	716,0	618,0	505,0	519,0	449,0	396,0
1989	620,0	1366,0	3636,0	3404,3	1640,3	783,0	786,0	696,0	600,0	781,0	1148,7	637,0
1990	816,0	761,0	665,0	2886,3	1139,3	720,0	602,0	596,0	1463,0	2452,0	2270,3	1457,0
1991	646,0	659,0	746,0	3717,7	2580,7	1757,3	1310,0	996,0	659,0	783,0	781,0	774,0
1992	355,0	466,0	517,0	4025,7	1815,0	482,0	270,0	204,0	179,0	293,0	411,7	404,0
1993	330,0	397,0	462,0	3100,7	2180,0	574,0	447,0	481,0	852,0	997,0	609,0	366,0
1994	447,0	594,0	1298,0	4710,3	2816,7	1282,7	596,0	378,0	403,0	565,0	636,0	457,0
1995	270,0	331,0	271,0	4316,3	2603,3	729,0	337,0	261,0	211,0	254,0	413,3	361,0
1996	349,0	451,0	826,0	848,7	1708,3	379,7	386,0	235,0	161,0	208,0	402,7	713,0
1997	423,0	502,0	631,0	2245,0	2503,0	916,0	335,0	219,0	176,0	697,0	1036,0	518,0
1998	485,0	566,0	640,0	2316,3	2923,7	719,7	1506,0	1346,0	876,0	1068,0	1176,0	498,0
1999	355,0	446,0	419,0	5340,7	1304,0	472,3	202,0	228,0	143,0	236,0	270,0	324,0

Продолжение приложения А

Таблица А.2 – Результаты расчёта эмпирических кривых обеспеченности

m	P, %	Годы	Q <sub>ср.Г</sub> , м <sup>3</sup> /с	Годы	Q <sub>ср. П</sub> , м <sup>3</sup> /с	Годы	Q <sub>ср. М</sub> , м <sup>3</sup> /с
1	2	1955	1452	1966	5839	1990	1180
2	4	1953	1416	1955	5592	1989	1105
3	6	1957	1355	1958	4339	1953	1054
4	8	1989	1342	1962	3876	1952	936
5	10	1966	1329	1957	3822	1991	911
6	12	1990	1319	1994	3764	1998	888
7	14	1962	1291	1970	3642	1957	861
8	16	1991	1284	1959	3594	1980	838
9	18	1958	1247	1979	3487	1987	828
10	20	1978	1193	1995	3460	1983	805
11	22	1994	1182	1961	3389	1978	789
12	24	1981	1179	1986	3349	1982	775
13	25	1998	1177	1968	3328	1962	774
14	27	1982	1173	1999	3322	1981	764
15	29	1952	1133	1981	3251	1956	716
16	31	1956	1127	1953	3223	1988	716
17	33	1988	1090	1978	3215	1984	702
18	35	1980	1089	1956	3186	1950	687
19	37	1986	1076	1982	3163	1994	666
20	39	1961	1063	1991	3149	1977	638
21	41	1977	1051	1985	3132	1960	631
22	43	1987	1035	1977	3119	1958	629
23	45	1983	1034	1951	3053	1955	625
24	47	1950	1027	1976	3047	1986	622
25	49	1985	1018	1988	2960	1954	608
26	51	1976	993	1992	2920	1961	598
27	53	1984	970	1950	2724	1985	595
28	55	1959	944	1967	2721	1976	582
29	57	1993	900	1993	2640	1969	571
30	59	1960	888	1998	2620	1993	552
31	61	1969	883	1989	2522	1965	549
32	63	1979	879	1974	2474	1997	545
33	65	1965	868	1965	2463	1974	519
34	67	1970	866	1969	2443	1967	430
35	69	1995	863	1997	2374	1966	428
36	71	1997	850	1980	2341	1959	414
37	73	1974	845	1984	2309	1996	411
38	75	1951	840	1983	2182	1951	398
39	76	1968	827	1960	2173	1971	394
40	78	1967	812	1971	2147	1963	379
41	80	1999	812	1952	2115	1992	358
42	82	1954	802	1964	2089	1979	358
43	84	1992	785	1987	2071	1995	344
44	86	1971	686	1990	2013	1968	327
45	88	1963	626	1963	1860	1964	319
46	90	1964	614	1975	1842	1970	311
47	92	1996	556	1954	1770	1999	310
48	94	1973	497	1973	1648	1973	267
49	96	1975	481	1972	1629	1972	226
50	98	1972	460	1996	1279	1975	209

Продолжение приложения А

Таблица А.3 – Суточные графики нагрузки

№ часа	Зима	Лето
	Pтз, МВт	Pтл, МВт
1	13095	10107
2	13029	9905
3	12936	9577
4	12966	9609
5	13248	9896
6	14165	10452
7	15193	11323
8	15992	12201
9	16376	12707
10	16363	12668
11	16003	12554
12	15856	12476
13	15893	12562
14	15870	12595
15	15926	12350
16	16256	12229
17	16194	11988
18	15995	11879
19	15731	11619
20	15274	11473
21	15145	11770
22	14696	11576
23	14062	10930
24	13423	10429

Таблица А.4 – Координаты интегральной кривой нагрузки заданной энергосистемы для зимнего периода

№ часа	Pт, МВт	$\Delta P_t$ , МВт	$\Delta t$ , ч	$\Delta \Sigma$ , МВт·ч	P $\Sigma$ , МВт	$\Sigma \Sigma$ , МВт·ч
1	16376	13	1	13	13	13
2	16363	107	2	214	120	227
3	16256	62	3	186	182	413
4	16194	191	4	764	373	1177
5	16003	8	5	40	381	1217
6	15995	3	6	18	384	1235
7	15992	66	7	462	450	1697
8	15926	33	8	264	483	1961
9	15893	23	9	207	506	2168
10	15870	14	10	140	520	2308
11	15856	125	11	1375	645	3683
12	15731	457	12	5484	1102	9167
13	15274	81	13	1053	1183	10220
14	15193	48	14	672	1231	10892
15	15145	449	15	6735	1680	17627
16	14696	531	16	8496	2211	26123
17	14165	103	17	1751	2314	27874
18	14062	639	18	11502	2953	39376
19	13423	175	19	3325	3128	42701
20	13248	153	20	3060	3281	45761
21	13095	66	21	1386	3347	47147
22	13029	63	22	1386	3410	48533
23	12966	30	23	690	3440	49223
24	12936	12936	24	310464	16376	359687

Продолжение приложения А

Таблица А.5 – Координаты интегральной кривой нагрузки заданной энергосистемы для летнего периода

№ часа	Pt, МВт	$\Delta P_t$ , МВт	$\Delta t$ , ч	$\Delta \Sigma$ , МВт·ч	P $\Sigma$ , МВт	$\Sigma \Sigma$ , МВт·ч
1	12707	39	1	39	39	39
2	12668	73	2	146	112	185
3	12595	33	3	99	145	284
4	12562	8	4	32	153	316
5	12554	78	5	390	231	706
6	12476	126	6	756	357	1462
7	12350	121	7	847	478	2309
8	12229	28	8	224	506	2533
9	12201	213	9	1917	719	4450
10	11988	109	10	1090	828	5540
11	11879	109	11	1199	937	6739
12	11770	151	12	1812	1088	8551
13	11619	43	13	559	1131	9110
14	11576	103	14	1442	1234	10552
15	11473	150	15	2250	1384	12802
16	11323	393	16	6288	1777	19090
17	10930	478	17	8126	2255	27216
18	10452	23	18	414	2278	27630
19	10429	322	19	6118	2600	33748
20	10107	202	20	4040	2802	37788
21	9905	9	21	189	2811	37977
22	9896	287	22	6314	3098	44291
23	9609	32	23	736	3130	45027
24	9577	9577	24	229848	12707	274875

Окончание приложения А

Таблица А.6 – Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году

t мес	Qпр.90%	Q <sub>вдхр</sub>	ΔQ <sub>потр</sub>	ΔQ <sub>ф</sub>	ΔQ <sub>исп</sub>	ΔQ <sub>лд</sub>	Q <sub>вхк</sub>	QГЭС	Qнб	V <sub>вб Н</sub>	ΔV	V <sub>вб К</sub>	Z <sub>вб Н</sub>	Z <sub>вб к</sub>	Z <sub>вб ср</sub>	Zнб	Н	НГЭС гар	t сут	tc
VI	524	169	0	10	193	0	500	490	500	10,52	0,44	10,08	120,00	119,20	119,6	82,3	36,9	159	30	2592000
VII	185	466	0	10	151	0	500	490	500	10,08	1,25	8,83	119,20	116,93	118,1	82,3	35,3	152	31	2678400
VIII	169	231	0	10	100	0	300	290	300	8,83	0,62	8,22	116,93	115,79	116,4	81,5	34,5	88	31	2678400
IX	177	123	0	10	0	0	300	290	300	8,22	0,32	7,90	115,79	115,14	115,5	81,5	33,6	86	30	2592000
X	261	39	0	10	0	0	300	290	300	7,90	0,10	7,79	115,14	114,92	115,0	82,2	32,4	83	31	2678400
XI	386	0	0	10	0	0	300	376	386	7,79	0,00	7,79	114,92	114,92	114,9	82,6	31,9	106	30	2592000
XII	366	547	0	10	0	26	300	929	939	7,79	1,47	6,33	114,92	111,92	113,4	84,3	28,7	235	31	2678400
I	307	777	0	10	0	19	300	1093	1103	6,33	2,08	4,25	111,92	106,96	109,4	84,6	24,4	235	31	2678400
II	375	-91	0	10	0	16	300	290	300	4,25	-0,22	4,47	106,96	107,54	107,3	82,2	24,6	63	28	2419200
III	356	-68	0	10	0	12	300	290	300	4,47	-0,18	4,65	107,54	108,02	107,8	81,5	25,9	66	31	2678400
IV	1690	-1203	0	10	0	13	500	490	500	4,65	-3,12	7,77	108,02	114,87	111,4	82,3	28,7	124	30	2592000
V	1994	-1028	0	10	100	-86	500	770	780	7,77	-2,75	10,52	114,87	120,00	117,4	83,1	33,9	230	31	2678400
Z <sub>вбmin</sub> =УМО окончат.														107						м

Таблица А.7 – Сработка-наполнение водохранилища в средневодном году

t мес	Q50%	Q <sub>вдхр</sub>	ΔQ <sub>потр</sub>	ΔQ <sub>исп</sub>	ΔQ <sub>ф</sub>	ΔQ <sub>лд</sub>	Q <sub>вхк</sub>	QГЭС	Qнб	VН	ΔV	VК	Z <sub>вб Н</sub>	Z <sub>вб к</sub>	Z <sub>вб ср</sub>	Zнб	Н	НГЭС	Э, МВт·ч	t сут	tc	
VIII	744	0	2	1,5	2	1	600	740	741	14,87	0,00	14,87	69,70	69,70	69,7	33,0	36,1	232	141066	31	2678400	
IX	507	90	2	1	0	0	600	594	595	14,87	0,23	14,64	69,70	69,31	69,5	32,6	36,3	188	135615	30	2592000	
X	243	57	1	1	0	-2	300	296	297	14,64	0,15	14,49	69,31	69,06	69,2	31,6	37,0	95	70757	31	2678400	
XI	123	165	1	1	0	-4	280	282	283	14,49	0,43	14,06	69,06	68,34	68,7	31,6	36,5	90	64525	30	2592000	
XII	151	819	1	1	0	-5	280	963	964	14,06	2,19	11,87	68,34	64,49	66,4	34,0	31,8	267	198440	31	2678400	
I	113	1033	1	1	0	-2	280	1142	1143	11,87	2,77	9,10	64,49	59,10	61,8	34,3	26,9	267	198392	31	2678400	
II	213	462	1	1	0	0	280	673	674	9,10	1,12	7,98	59,10	56,71	57,9	33,3	24,0	140	60238	28	2419200	
III	797	-493	1	1	3	0	300	299	300	7,98	-1,32	9,30	56,71	59,52	58,1	32,0	25,5	66	61985	31	2678400	
IV	1837	-915	2	1,5	4	1	600	916	917	9,30	-2,37	11,67	59,52	64,14	61,8	33,9	27,3	218	141501	30	2592000	
V	1808	-650	2	1,5	4	2	600	1153	1154	11,67	-1,74	13,41	64,14	67,25	65,7	33,8	31,3	314	164659	31	2678400	
VI	1539	-336	2	1,5	5	5	600	1200	1201	13,41	-0,87	14,28	67,25	68,72	68,0	33,9	33,5	350	145326	30	2592000	
VII	1375	-220	2	1,5	5	4	600	1151	1152	14,28	-0,59	14,87	68,72	69,70	69,2	33,8	34,8	349	166208	31	2678400	
Эср.многолет=																			1,55			млрдкВт·ч

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Основное и вспомогательное оборудование

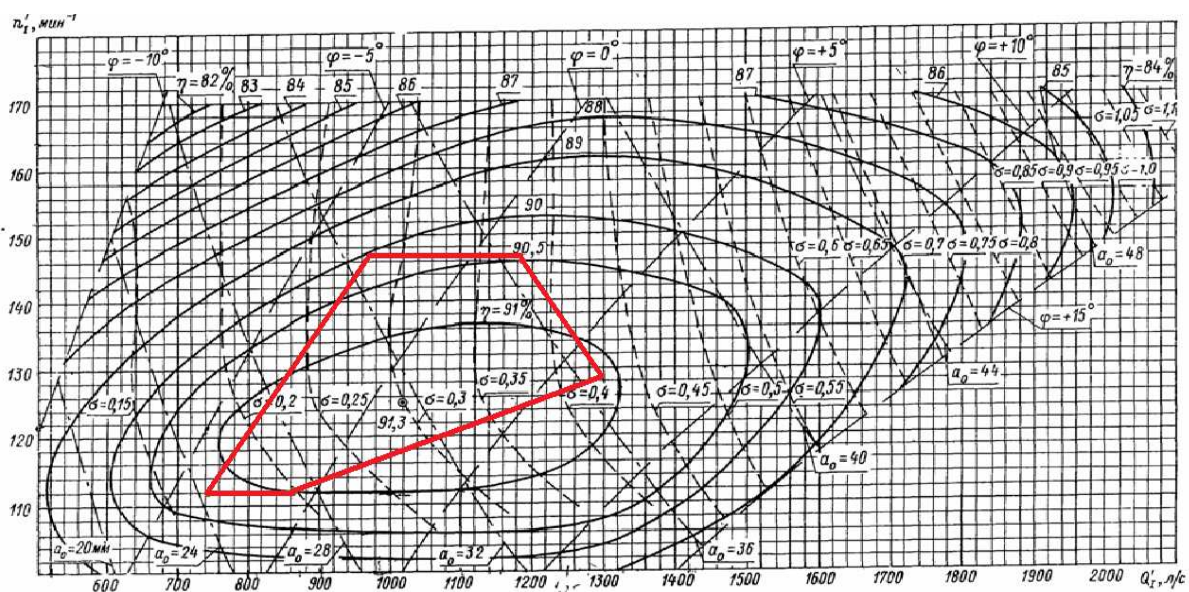


Рисунок Б.1 – Главная универсальная характеристика ПЛ40а-В-900

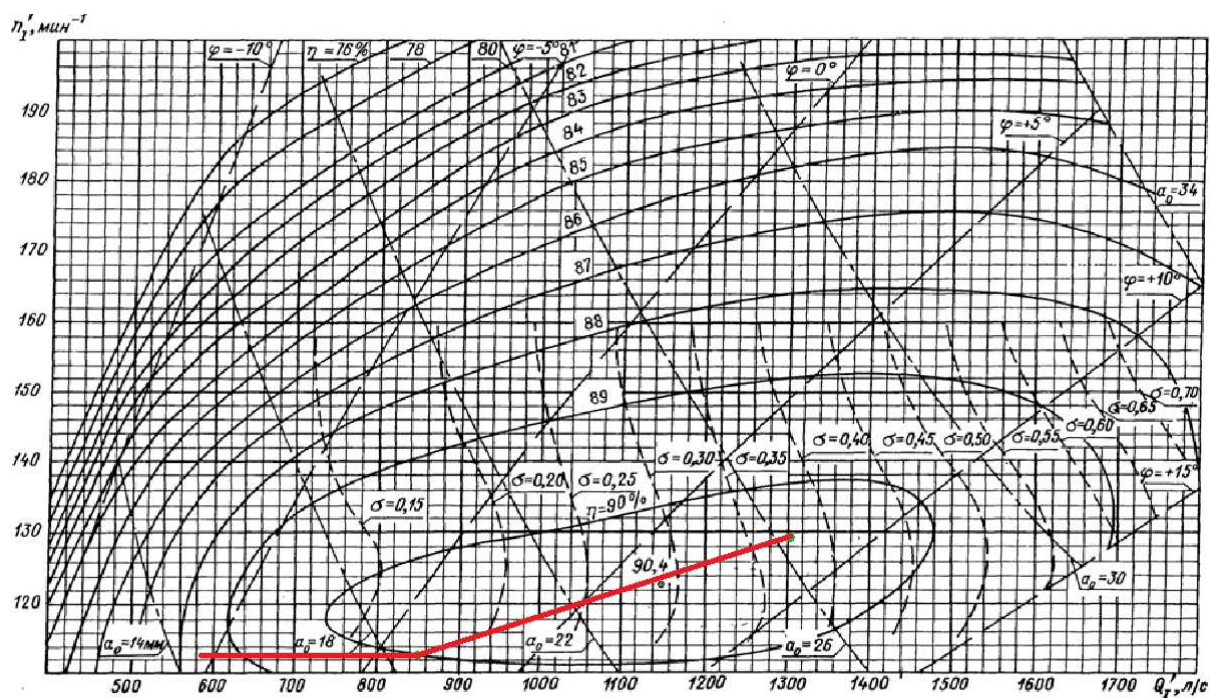


Рисунок Б.2 – Главная универсальная характеристика ПЛ40б-В-900

Окончание приложения Б

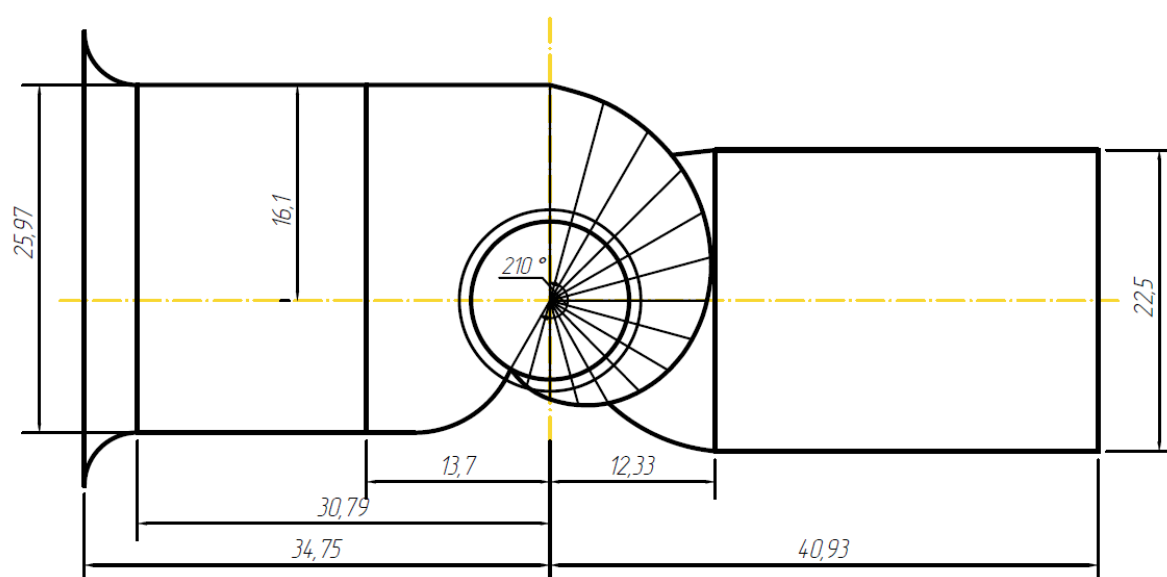


Рисунок Б.3 – План спиральной камеры



## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Геологический разрез по створу плотины реки Волга

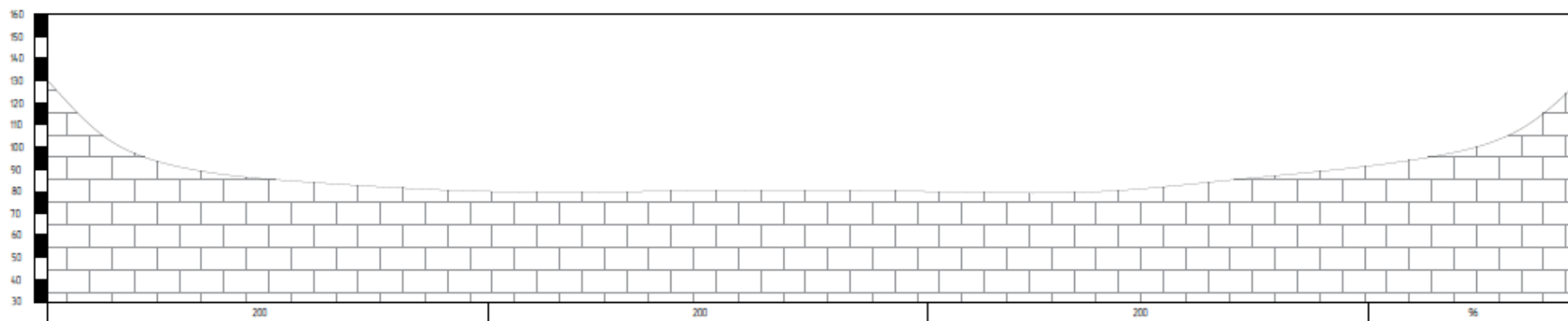


Рисунок В.1 – Геологический разрез по створу плотины реки Волга

Окончание Приложения В

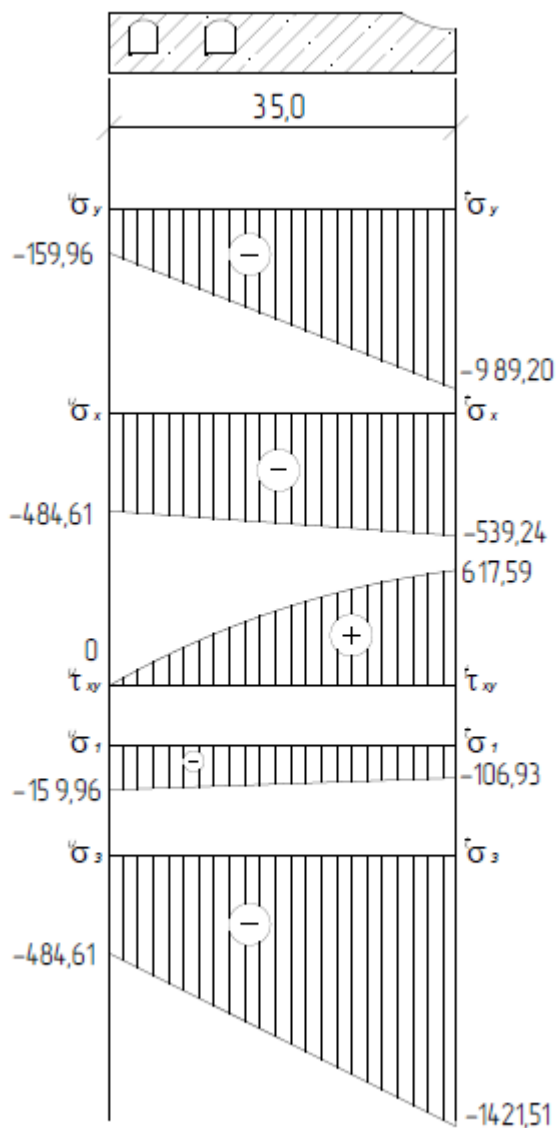


Рисунок В.2 – Эпюры краевых напряжений в горизонтальном сечении по подошве

## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

### Таблица уставок и матрица отключений защит

Таблица Г.1 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф.защита поперечная	$I\Delta>$	Ток срабатывания, $I_{CP}$	$0,2 \cdot I_H$	0,81 А	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{CP.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,61 А	
		Коэффициент торможения, $K_T$	0,3	-	
		Уставка начального торможения, $I_{HT}$	$0,5 \cdot I_H$	2,02 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	6,07 А	
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$	$U_{01G}$	-	5 В
		$t_3$	$U_{0G}$	-	15 В
	$U_{03}$	Коэффициент торможения, $K_T$	1,2	-	
ЗПН	$U >$	2ступень	$U_{CP2}$	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	$U_{CP1}$	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,28 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,17 \cdot I_H$	0,69 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$0,2 \cdot I_H$	0,81 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	4,33 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	4,45 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,429 \cdot I_{НОМ}$	5,78 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	$Z_I$	0,1	1,25 Ом
		2 ступень	$Z_{II}$	0,49	4,6 Ом
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО	$I_p СИГН.$	$1,07 \cdot I_{НОМ.P}$	2,49 А
		ПО	$I_p ПУСК.$	$1,1 \cdot I_{НОМ.P}$	2,56 А
		Отсечка	$I_p ПУСК.$	$2,14 \cdot I_{НОМ.P}$	4,99 А

Окончание Приложения Г

Таблица Г.2 – Матрица отключений защит

Действие/Защиты		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-500 и В-ТСН	Разгрузка по мощности	Предупредительный сигнал	
Наименование									
Диф.защита поперечная	$I\Delta >$	+	+	+	+	-	-	-	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	+	+	+	+	-	-	-	
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$	-	-	-	-	-	+	
		$t_2$	-	-	-	-	+	-	
		$t_3$	+	+	+	-	-	-	
	$U_0$	$t$	+	+	+	-	-	-	
ЗПН	$U >$	1 ступень $t_1$	+	+	-	-	-	-	
		2 ступень $t_2$	+	+	-	-	-	-	-
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО		-	-	-	-	+	
		ИО		+	+	-	-	-	
		ОТС I	$t_1$	-	-	-	-	+	-
			$t_2$	+	+	-	-	-	-
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО		-	-	-	-	+	
		ИО		+	+	-	-	-	
		ОТС	$t_1$	-	-	-	-	+	-
			$t_2$	+	+	-	-	-	-
ДЗ	$Z <$	1 ступень	$t_1$	-	-	-	-	+	-
			$t_2$	+	+	+	-	-	-
		2 ступень	$t_1$	-	-	-	-	+	-
			$t_2$	+	+	-	-	-	-
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО		-	-	-	-	+	
		ИО		+	+	-	-	-	
		Отсечка		+	+	-	-	-	-

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Саяно-Шушенский филиал  
институт

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанции, электроэнергетических  
систем и электрических сетей»  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 А.А. Ачитаев  
подпись      инициалы, фамилия

« 2 » 07 2020 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника  
код – наименование направления

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЛЕСОВСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ВОЛГА.  
ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ МЕЖДУ МАЛЫМИ ГЭС И СОЛНЕЧНЫМИ  
ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ**

Руководитель

  
подпись, дата

к.т.н доцент кафедры ГТЭС  
Саяно-Шушенского филиала СФУ  
должность, ученая степень

А.А. Ачитаев  
инициалы, фамилия

Выпускник

  
подпись, дата

А.Н. Гарбузов  
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Лесовской ГЭС на реке Волга. Взаимодействие между малыми ГЭС и солнечными электростанциями».

Консультанты по  
разделам:

Консультант руководителя БР

подпись, дата


инициалы, фамилия

Водно-энергетические расчёты

 02.07.20  
подпись, дата

  
инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное  
оборудование

 02.07.20  
подпись, дата

  
инициалы, фамилия

Электрическая часть

 02.07.20  
подпись, дата

  
инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

  
подпись, дата

  
инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

 02.07.20  
подпись, дата

  
инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

  
подпись, дата

  
инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

 02.07.20  
подпись, дата

  
инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

 02.07.20  
подпись, дата

  
инициалы, фамилия

Нормоконтролер

 02.07.20  
подпись, дата

  
инициалы, фамилия