

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

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

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

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЮДОМСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ЮДОМА.  
СОВРЕМЕННЫЕ СОПТ И МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ ИЗОЛЯЦИИ СОПТ.**

Руководитель	_____	_____	<u>М.С. Размахнин</u>
	подпись, дата	должность, ученая степень	инициалы, фамилия
Выпускник	_____		<u>К.Р. Смирнов</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Юдомской ГЭС на реке Юдома. Современные СОПТ и методы контроля изоляции СОПТ».

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

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ЮДОМСКОЙ ГЭС .....	7
ВВЕДЕНИЕ .....	9
1 Общие сведения.....	10
1.1 Природные условия.....	10
1.1.1 Климат в районе проектируемой ГЭС.....	10
1.2 Гидрологические данные .....	10
1.3 Сейсмологические данные района .....	12
1.4 Энергоэкономические данные района .....	12
1.5 Аналог проектируемого гидроузла .....	13
2 Водно-энергетические расчеты .....	14
2.1 Регулирование стока воды .....	14
2.1.1 Исходные данные .....	14
2.1.2 Определение максимальных расчетных расходов.....	14
2.1.3 Кривые обеспеченности расходов .....	16
2.1.4 Выбор расчётного средневодного года .....	16
2.1.5 Выбор расчетного маловодного года .....	17
2.1.6 Определение типа регулирования .....	19
2.2 Определение установленной мощности на основе водноэнергетических расчетов .....	19
2.2.1 Расчет режима работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственного комплекса .....	19
2.2.2 Баланс энергии.....	21
2.2.3 Водно-энергетический расчет (ВЭР) режима работы ГЭС по условию маловодного года .....	22
2.2.4 Определение рабочей мощности, проектируемой ГЭС в январе и определение рабочих мощностей в других месяцах года .....	23
2.2.5 Водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС в средневодном году, определение среднемноголетней выработки .....	24
2.2.6 Расчет резервов и определение установленной мощности, проектируемой ГЭС, расчет баланса мощностей .....	25
3 Основное и вспомогательное оборудование.....	27
3.1 Построение режимного поля .....	27
3.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам .....	28
3.3 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее бескавитационной работы .....	32
3.4 Расчет и построение спиральной камеры .....	34
3.5 Расчет на прочность вала гидроагрегата и подшипника гидротурбины .....	37
3.6 Выбор МНУ и электрогидравлического регулятора .....	38
3.6.1 Выбор типа и габаритных размеров МНУ .....	38
3.6.2 Выбор электрогидравлического регулятора .....	39
4 Электрическая часть.....	40
4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС.....	40

4.2	Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС .....	41
4.2.1	Выбор синхронных гидрогенераторов .....	41
4.2.2	Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком .....	41
4.2.3	Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком (объединенный блок) .....	42
4.2.4	Выбор трансформаторов собственных нужд .....	43
4.3	Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения и марки проводов воздушных линий .....	44
4.4	Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта .....	45
4.5	Выбор главной схемы РУ высшего напряжения .....	46
4.6	Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin .....	47
4.6.1	Расчет исходных данных .....	47
4.6.2	Внесение исходных данных в программный комплекс и расчет токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе RastrWin .....	48
4.7	Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима .....	50
4.8	Выбор и проверка электротехнического оборудования .....	51
4.9	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ .....	52
4.10	Выбор параметров КРУЭ .....	53
4.11	Выбор вспомогательного оборудования .....	53
5	Релейная защита и автоматика .....	54
5.1	Перечень защит основного оборудования .....	54
5.2	Продольная дифференциальная защита генератора .....	55
5.3	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора ( $U_N$ ( $U_0$ )) .....	57
5.4	Защита от повышения напряжения ( $U_1 >$ ), ( $U_2 >$ ) .....	60
5.5	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ ) .....	61
5.6	Защита от симметричных перегрузок ( $I_1$ ) .....	64
5.7	Дистанционная защита генератора $Z_1 <$ , $Z_2 <$ .....	66
5.8	Защита от перегрузки обмотки ротора .....	69
5.9	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор .....	70
5.10	Таблица уставок и матрица отключений защит .....	70
6	Компоновка гидроузла, выбор типа и расчет основных сооружений .....	73
6.1	Проектирование водосливной плотины .....	73
6.1.1	Определение отметки гребня грунтовой плотины .....	73
6.2	Гидравлический расчет плотины и НБ .....	76
6.2.1	Определение ширины водосливно-го фронта .....	76
6.2.2	Определение отметки гребня водослива .....	77
6.2.3	Проверка на пропуск поверочного расхода .....	79
6.2.4	Пропуск расходов через донный водосброс .....	80
6.2.5	Построение профиля водосливной грани .....	81
6.2.6	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе .....	82

6.2.7 Расчет носка–трамплина и отлета дальности струи .....	83
6.3 Конструирование плотины .....	85
6.3.1 Определение ширины подошвы плотины .....	85
6.3.2 Разрезка бетонной плотины швами .....	86
6.3.3 Быки .....	86
6.3.4 Устои .....	87
6.3.5 Элементы подземного контура плотины .....	87
6.3.6 Дренажные устройства в основании .....	88
6.3.7 Дренаж тела бетонной плотины .....	88
6.3.8 Галереи в теле плотины .....	88
6.4 Определение основных нагрузок на плотину .....	89
6.4.1 Вес сооружения .....	89
6.4.2 Сила гидростатического давления воды .....	90
6.4.3 Равнодействующая взвешивающего давления .....	90
6.4.4 Сила фильтрационного давления .....	90
6.4.5 Давление грунта .....	91
6.4.6 Волновое давление .....	92
6.5 Расчет прочности плотины .....	93
6.5.1 Определение напряжений .....	93
6.5.2 Критерии прочности плотины .....	95
6.5.3 Расчет устойчивости плотины .....	96
7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды .....	98
7.1 Безопасность гидротехнических сооружений .....	98
7.2 Охрана труда .....	98
7.3 Пожарная безопасность .....	100
7.4 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Юдомского гидроузла .....	102
7.4.1 Общие сведения о районе в зоне строительства Юдомского гидроузла ..	102
7.4.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства .....	103
7.4.3 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в зоне влияния ГЭС .....	104
7.4.4 Охрана атмосферного воздуха .....	105
7.4.5 Отходы, образующиеся при строительстве .....	106
7.4.6 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища .....	107
7.4.7 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации .....	108
8 Техничко-экономические показатели .....	110
8.1 Оценка объемов реализации электроэнергии .....	110
8.2 Текущие расходы на производство электроэнергии .....	110
8.3 Налоговые расходы .....	113
8.4 Оценка суммы прибыли .....	113
8.5 Оценка инвестиционного проекта .....	115
8.6 Методология и исходные данные оценка инвестиционного проекта .....	115

8.7	Коммерческая эффективность проекта .....	115
8.8	Бюджетная эффективность .....	116
8.9	Анализ чувствительности инвестиционных проектов .....	116
9	Современные СОПТ и методы контроля изоляции СОПТ .....	119
9.1	Общие сведения о системе оперативного постоянного тока .....	119
9.2	Требования, предъявляемые к системе оперативного постоянного тока ...	119
9.3	Состав оборудования систем оперативного постоянного тока .....	120
9.3.1	Аккумуляторные батареи.....	121
9.3.2	Зарядно-подзарядные устройства.....	123
9.3.3	Щиты постоянного тока.....	124
9.3.4	Шкафы распределения оперативного тока .....	125
9.3.5	Силовые и контрольные кабели .....	125
9.3.6	Система мониторинга.....	125
9.4	Устройства контроля изоляции. ....	126
9.4.1	Схема контроля изоляции Т-образный мост.....	127
9.4.2	Метод трех отсчетов вольтметра.....	128
9.5	Современные устройства контроля изоляции .....	130
9.5.1	Комплекс мониторинга системы оперативного постоянного тока КМСОТ-М «Дубна» .....	130
9.5.2	Система пофидерного контроля изоляции сети постоянного тока «Сенсор» .....	135
	<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</b> .....	138
	<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ</b> .....	141
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ А. Исходные данные по гидрологическому ряду</b> .....	143
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Водноэнергетические расчеты</b> .....	145
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ В. Основное и вспомогательное оборудование</b> .....	150

## СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ЮДОМСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки ..... Юдома;
2. Наименование ГЭС ..... Юдомская ГЭС;
3. Местонахождение ГЭС ..... Хабаровский край и республика Саха;
4. Тип проектируемой установки ..... Гидроэлектростанция;
5. Характерные расходы воды:
  - а) среднемноголетний ..... 190 м<sup>3</sup>/с;
  - б) максимальный с обеспеченностью 1,0 % ..... 2997 м<sup>3</sup>/с;
  - в) максимальный с обеспеченностью 0,01 % ..... 3591 м<sup>3</sup>/с;
  - г) минимальный ..... 60 м<sup>3</sup>/с;
6. Параметры водохранилища:
  - а) характер регулирования стока ..... годичный;
  - б) отметка НПУ ..... 340,00 м;
  - в) отметка ФПУ ..... 341,00 м;
  - г) отметка УМО ..... 331,40 м;
  - д) полный объем водохранилища ..... 4,75 км<sup>3</sup>;
  - е) полезный объем водохранилища ..... 1,42 км<sup>3</sup>;
7. Напоры ГЭС:
  - а) максимальный ..... 45,8 м;
  - б) расчетный ..... 38,8 м;
  - в) минимальный ..... 36,0 м;
8. Энергетические характеристики:
  - а) установленная мощность ..... 117 МВт;
  - б) среднемноголетняя выработка ..... 353 млн. кВт·ч;
9. Бетонная плотина (общая длина):
  - а) левобережная грунтовая каменно-набросная плотина ..... 183,0 м;
  - б) левобережная глухая бетонная плотина ..... 65,0 м;
  - в) правобережная глухая бетонная плотина ..... 195,0 м;
  - г) станционная часть ..... 48,0 м;
  - д) общая длина ..... 608,0 м;
  - е) максимальная высота ..... 53,0 м;
10. Водосбросные сооружения:
  - 10.1. Поверхностный водослив:
    - а) тип ..... отлет струи;
    - б) число и размер пролетов ..... 8 пролетов шириной 10 м;
    - в) общая длина ..... 104,0 м;
    - г) отметка гребня водослива ..... 332,0 м;
  - 10.2. Глубинные водовыпуски:
    - а) число и форма сечения ..... 2;
    - б) размер сечения ..... 1х3 м;
    - в) форма сечения ..... прямоугольная;
11. Здание ГЭС:
  - а) тип здания ..... приплотинное;

- б) число агрегатов ..... 3;
- в) тип спиральной камеры ..... бетонная трапецидальная;
- г) тип отсасывающей трубы ..... изогнутая;
- д) расстояние между осями агрегатов ..... 16 м;
- е) общая длина здания ..... 64 м;

12. Основное оборудование:

- а) тип турбины ..... ПЛ 50-В-400;
- б) тип генератора ..... ВГС 650/130-32;
- в) мощность генератора ..... 40 МВт;
- г) частота вращения ..... 187,5 об/мин;
- д) тип трансформаторов ..... ТДЦ 63000/110-У1;

13. Техничко-экономические показатели:

- а) сметная стоимость ГЭС ..... 7,95 млрд. руб.;
- б) срок строительства ..... 7 лет 10 месяцев;
- в) себестоимость энергии ..... 0,55 кВт·ч
- г) срок окупаемости ..... 11 лет 1 месяц.



## ВВЕДЕНИЕ

Потребление энергии, обязательное условие существования человечества. В настоящее время, из-за развития технологий, стремительно растет число потребителей электрической энергии, следовательно, необходимо увеличивать генерирующие мощности. Электрическая энергия вырабатывается на электрических станциях, различного типа.

Гидроэнергетика является одной из наиболее перспективных отраслей современной энергетики. Из всех существующих типов электростанции, ГЭС являются наиболее маневренными и при необходимости могут существенно увеличить объемы выработки, покрывая пиковые нагрузки. Наша страна обладает огромным гидроэнергетическим потенциалом, однако степень его освоения ниже, чем в других развитых странах. Это имеет важное значение для будущего развития электроснабжения, так как гидроэнергетические ресурсы относятся к самым дешевым, доступным и технически чистым возобновляемым источникам энергии.

Одно из основных сооружений ГЭС – плотина, которая необходима для подпора воды, с последующим преобразованием энергии воды в электрическую. В результате разрушения плотины, появляется угроза затопления больших территории. Поэтому необходим серьезный подход к проектированию гидротехнических сооружений для качественного и безопасного использования гидроэнергетических ресурсов.

В данном проекте рассмотрен проект Юдомской ГЭС на реке Юдома. В проект входит определение ее установленной мощности, выбор основного и вспомогательного энергетического оборудования, расчет гидротехнических сооружений, экономическое обоснование строительства данного энергообъекта.

## 1 Общие сведения

Юдома — река в России, протекает в республике Саха и Хабаровском крае, правый приток реки Май. Образуется на северо-западном склоне Станового хребта слиянием рек Авмя и Ниткан.

### 1.1 Природные условия

#### 1.1.1 Климат в районе проектируемой ГЭС

Климат в южной части Якутии, где расположен проектируемый гидроузел, резко континентальный. Суровый местный климат, сравним с районами Крайнего Севера. Зима в республике – продолжительная, снежная, суровая. Самый холодный месяц – январь, со средней месячной температурой – 32 °С. Самый теплый месяц – июль, со средней месячной температурой +17 °С. Годовая сумма осадков по району колеблется от 400 до 600 мм. Холодный период длится в среднем с конца октября по конец апреля.

### 1.2 Гидрологические данные

Длина реки Юдома составляет 765 км, площадь бассейна 43700 км<sup>2</sup>. Исток реки в Хабаровском крае на северо-западном склоне хребта Сунтар-Хаята. В реку впадает около 9000 рек и ручьев. На значительном протяжении служит границей между Якутией и Хабаровским краем. Средняя скорость течения в русле 2-3 м/с. Питание дождевое и снеговое, в верховьях ледниковое.

Гидрологический ряд наблюдений на период с 1961 по 2010 гг. представлен в приложении А, в таблице А.1.

Координаты для кривых связей нижнего бьефа от зимних и летних расходов и отметки верхнего бьефа от объемов водохранилища представлены в таблице 1.1. Кривые связей представлены на рисунках 1.1 и 1.2.

Таблица 1.1 – Координаты кривых связей верхнего и нижнего бьефа

Кривая связи расходов и уровне нижнего бьефа				Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа	
Зимняя		Летняя		$Z_{вб}, м$	$V, км^3$
$Z_{нб}, м$	$Q, м^3/с$	$Z_{нб}, м$	$Q, м^3/с$		
294,01	0	294,01	0	294,0	0
294,97	204	294,97	227	303,9	0,5
296,01	505	296,01	561	310,3	1
297,03	885	297,03	983	315,5	1,5
297,98	1271	297,98	1412	320,2	2
298,99	1689	298,99	1877	324,6	2,5
300,01	2138	300,01	2375	328,4	3
301,03	2628	301,03	2920	331,9	3,5
301,97	3101	301,97	3445	335,2	4

Продолжение таблицы 1.1

Кривая связи расходов и уровне нижнего бьефа				Кривая связи объемом и уровней верхнего бьефа	
Зимняя		Летняя			
$Z_{нб}, м$	$Q, м^3/с$	$Z_{нб}, м$	$Q, м^3/с$	$Z_{вб}, м$	$V, км^3$
303,02	3604	303,02	4004	338,4	4,5
304,00	4104	304,00	4560	341,5	5

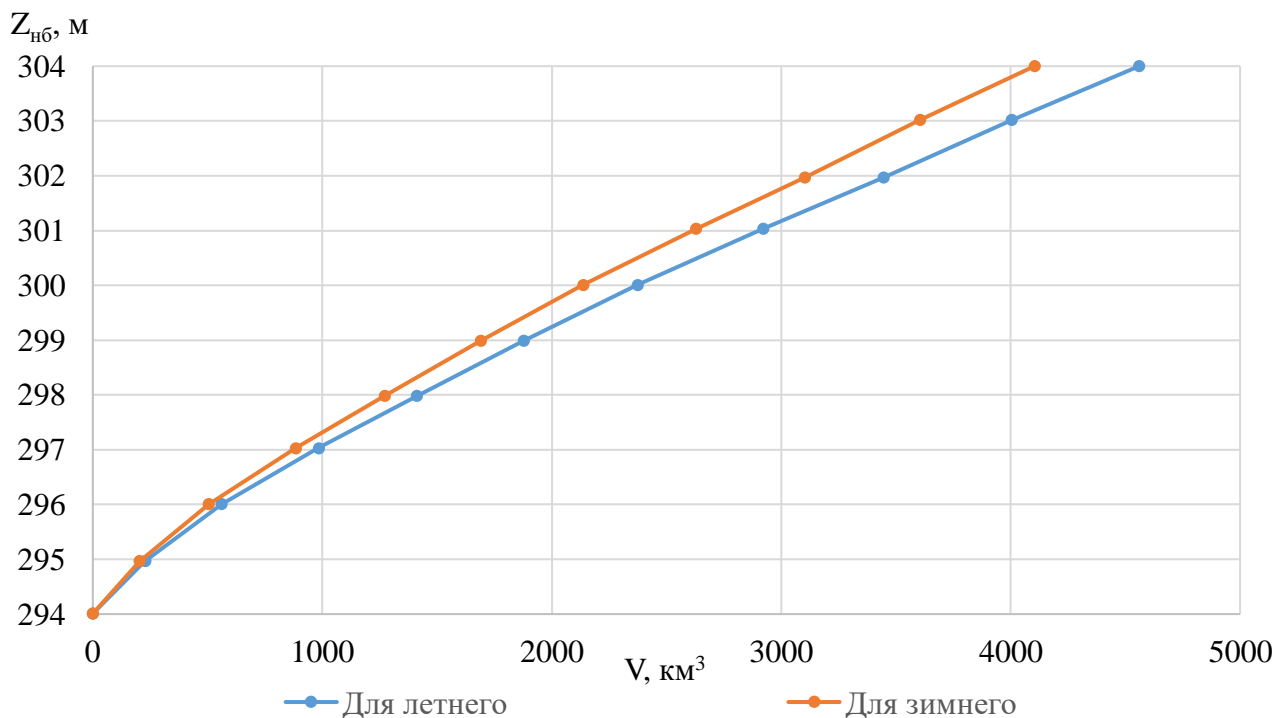


Рисунок 1.1 – Кривые связи нижнего бьефа для зимнего и летнего периода

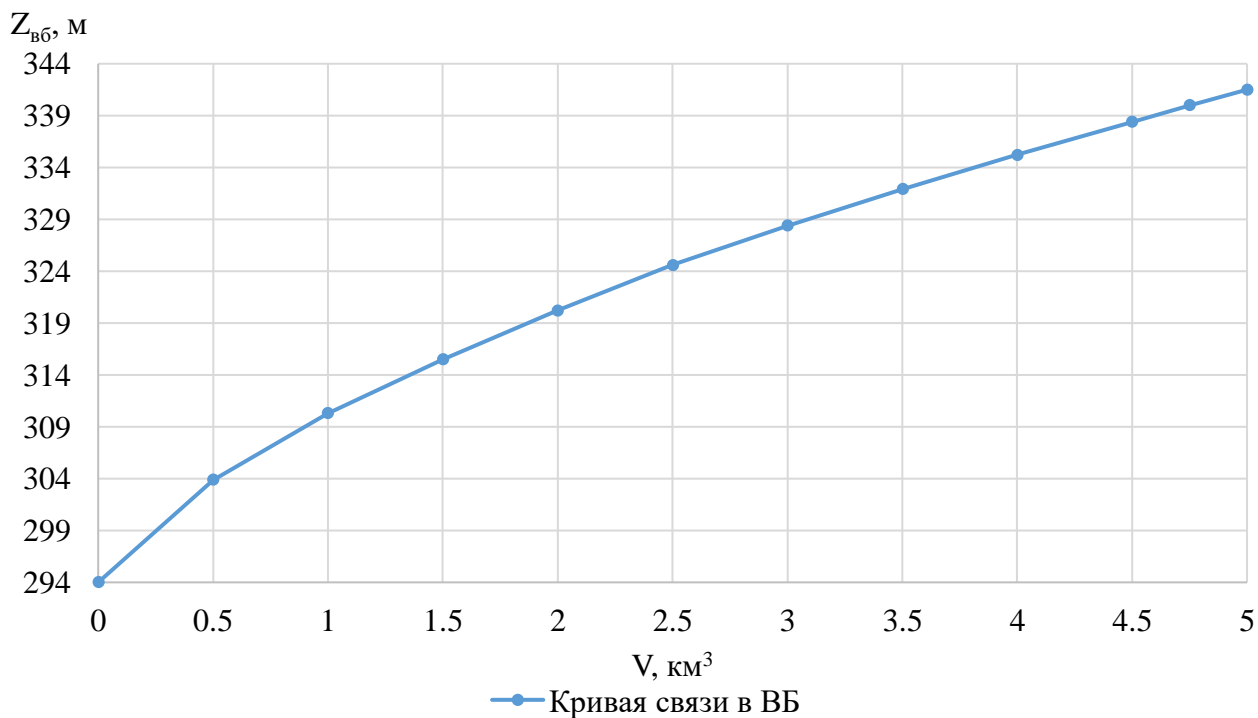


Рисунок 1.2 – Кривая связи для верхнего бьефа

### 1.3 Сейсмологические данные района

По данным, представленных на картах сейсмического районирования республики Саха, расчетная сейсмическая активность в районе расположения проектируемого гидроузла равна 7 баллам по шкале MSK-64.

По данным за сейсмостатический период т.е. начиная с 1867 года, когда было зарегистрировано первое землетрясение, на территории Хабаровского края и близлежащей республики Саха(Якутия), произошло около 300-400 сильных и слабых глубокофокусных и коровых изменений. Средняя частота, 2-3 землетрясения в год. В средней, колебания происходят с амплитудой в 6 баллов.

### 1.4 Энергоэкономические данные района

По состоянию на начало 2019 года, на территории Якутии эксплуатируется восемь крупных тепловых электростанций: Якутская ГРЭС, Якутская ГРЭС-2, Якутская ТЭЦ, Нерюнгринская ГРЭС, Чульманская ТЭЦ, Талаканская ГТЭС, общей мощностью 1314,5 МВт. Две гидроэлектростанции: Вилюйская ГЭС и Светлинская ГЭС общей мощностью 877,5 МВт, а также более 200 дизельных, газопоршневых электростанций общей мощностью более 800 МВт. Большинство электростанций (общей мощностью 2177 МВт) принадлежат дочерним обществам ПАО «РусГидро» — ПАО «Якутскэнерго» и АО «Дальневосточная генерирующая компания». Проектируется вторая очередь Якутской ГРЭС-2

Установленная мощность основных электрических станции, представлена в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Установленная мощность электрических станции

Наименование	Установленная мощность, МВт
Якутская ГРЭС	356
Якутская ГРЭС-2	193,48
Нерюнгринская ГРЭС	570
Талаканская ГТЭС	135
Вилюйская ГЭС	680
Светлинская ГЭС	277,5

Суточные графики нагрузки и ИКН энергосистемы, для суток зимнего и летнего периода представлены на рисунках 1.3 и 1.4. Графики построены в соответствии с методикой, описанной в учебно-методическом пособии [1].

Примечание: фиолетовый цвет – Юдомская ГЭС, оранжевый цвет – существующая ГЭС.

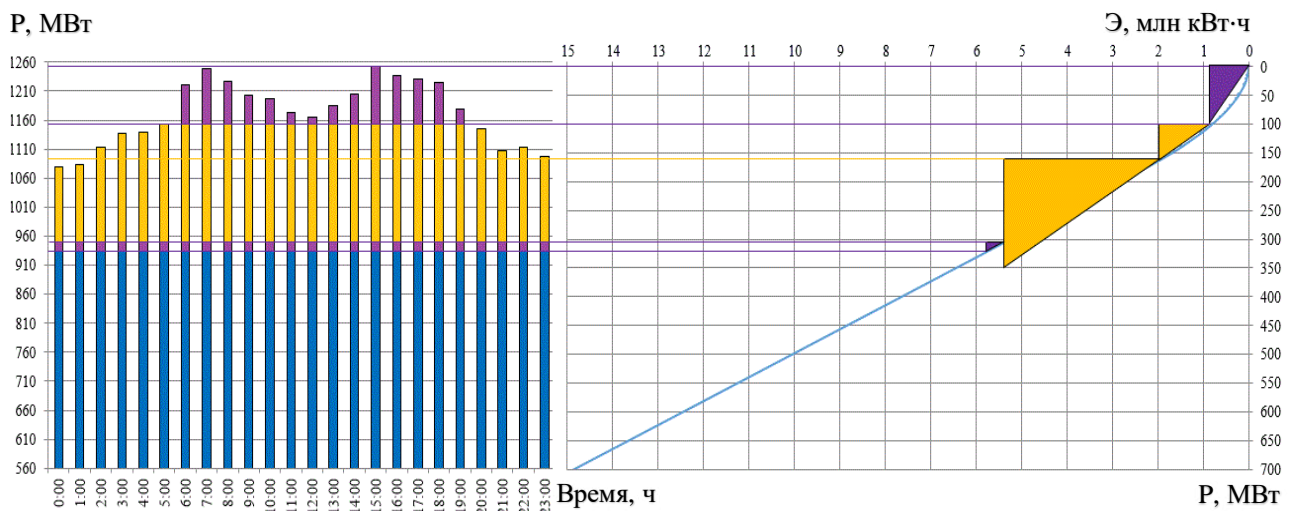


Рисунок 1.3 – Суточный график нагрузки с ИКН для зимних суток

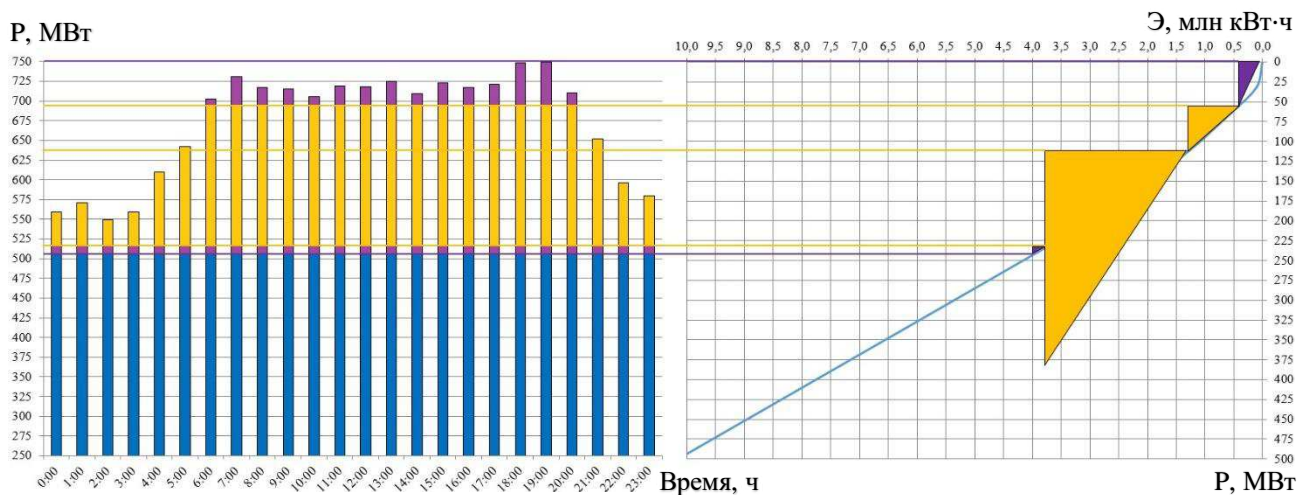


Рисунок 1.4 – Суточный график нагрузки с ИКН для летних суток

### 1.5 Аналог проектируемого гидроузла

В качестве аналогов проектируемой ГЭС были выбраны следующие электростанции:

- Князегубская ГЭС;
- Мамаканская ГЭС.

## 2 Водно-энергетические расчеты

### 2.1 Регулирование стока воды

#### 2.1.1 Исходные данные

Энергосистема: ОЭС Востока.

Годовой максимум нагрузки: 1254 МВт.

Зимний коэффициент кривой связи расходов и уровней в НБ: 0,9.

Коэффициент мощности: 8,8.

Потери напора в подводящих сооружениях: 0,5.

Отметка НПУ гидроузла: 340,0 м.

Отметка ДНО гидроузла: 294,0 м.

Объемы водохранилища и уровней верхнего, нижнего бьефа представлены в таблице 1.1 и на рисунках 1.1 и 1.2. Расчетный гидрологический ряд реки Юдома за период с 1961 по 2010 гг. представлен в приложении А, в таблице А.1.

Требования участников ВХК и потери воды из водохранилища представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Требования участников ВХК и потери воды из водохранилища  
Метры кубические в секунду

$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	40	40	40	40	80	80	80	80	80	80	40	40
Фильтрация	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0	0
Испарение	0	0	0	1	3	3	1	1	0	0	0	0
Льдообразование	1	1	-1	-1	0	0	0	0	0	0	1	1
Шлюзование	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

#### 2.1.2 Определение максимальных расчетных расходов

Максимальные расчетные расходы располагаем в порядке убывания и находим коэффициент  $K$ , по формуле:

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

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

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

Рассчитаем коэффициент вариации  $C_v$ :

$$C_v = \sqrt{\frac{\sum(k-1)^2}{n}} = \sqrt{\frac{4,44}{50}} = 0,298, \quad (2.2)$$

Рассчитаем квадратичную ошибку вычисления коэффициентов вариации:

$$\delta_{C_v} = \pm \frac{\sqrt{1+3C_v^2}}{\sqrt{2(n-1)}} * 100\% = \pm \frac{\sqrt{1+3*0,298^2}}{\sqrt{2(50-1)}} * 100\% = \pm 11,3 \%, \quad (2.3)$$

Данная ошибка незначительна для этого ряда, оставляем полученное значение  $C_v$ .

Рассчитаем коэффициент асимметрии  $C_s$ :

$$C_s = \frac{\sum(k-1)^3}{n*C_v^3} = \frac{0,094}{50*0,298^3} = 0,071, \quad (2.4)$$

Рассчитаем среднюю квадратическую ошибку коэффициента асимметрии:

$$\delta_{C_s} = \pm \frac{\sqrt{\frac{6}{n} \sqrt{1+6C_v^2+5C_v^4}}}{C_s} * 100\%, \quad (2.5)$$

$$\delta_{C_s} = \pm \frac{\sqrt{\frac{6}{50} \sqrt{1+6*0,297^2+5*0,297^4}}}{0,061} * 100\% = 612,576 \%$$

Данная ошибка значительно для этого ряда поэтому принимаем  $C_s$ :

$$C_s = 2C_v = 0,297 * 2 = 0,596. \quad (2.6)$$

Использував формулы (2.8), (2.9), (2.10) заполним таблицу 2.2.

$$M_s = \varphi C_v, \quad (2.7)$$

$$K_s = M_s + 1, \quad (2.8)$$

$$Q = K_s \cdot Q_{cp}, \quad (2.9)$$

Результаты расчетов максимальных расходов представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Результаты расчетов максимальных расходов

Расчетный случай	$P, \%$	$\varphi$	$M_s$	$K_s$	$Q, \text{м}^3/\text{с}$
Основной	0,1	3,96	1,18	2,18	2997
Поверочный	1,0	2,75	0,82	1,82	3591

### 2.1.3 Кривые обеспеченности расходов

По данным исходного гидрологического ряда реки Юдома находим среднегодовые, среднеполоводные и среднемеженные расходы. Ранжируем их в убывающем порядке и по формуле (2.10) вычисляем обеспеченности.

$$p(m) = \frac{m}{n+1} \cdot 100, \quad (2.10)$$

где  $m$  – порядковый номер члена ряда расходов (среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных), ранжированного в убывающем порядке;  $n = 50$  – общее число членов ряда.

Считаем, что к периоду половодья относятся месяцы, в которые расход воды больше или равен среднегодовому. Остальные месяцы составляют маловодный период.

Данные для построения кривых обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов представлены в приложении Б, в таблице Б.1.

Расчетные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года, берутся 90% и 50%.

Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень представлены в приложении Б, на рисунке Б.1.

### 2.1.4 Выбор расчётного средневодного года

Для заданной расчетной обеспеченности на кривых обеспеченности отсутствует конкретный год. По кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайшие года справа и слева от расчетной обеспеченности 50%. Берем 1999, 1993 годы и высчитываем коэффициенты:

1993 год:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{баз(половодье)}}}{Q_{1993(\text{половодье})}} = \frac{795,5}{891} = 0,89, \quad (2.11)$$

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{баз(межень)}}}{Q_{1993(\text{межень})}} = \frac{70}{57} = 1,23. \quad (2.12)$$

1999 год:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{баз(половодье)}}}{Q_{1999(\text{половодье})}} = \frac{795,5}{822} = 0,97,$$

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{баз(межень)}}}{Q_{1999(\text{межень})}} = \frac{70}{67} = 1,04.$$



Сравним полученные коэффициенты. Год, приведенные коэффициенты которого будут ближе к 1, будет средневодным годом. Исходя из полученных значений коэффициентов средневодным будет 1999 год. Произведем корректировку расходов 1999 года с учетом коэффициентов приведения. В таблице 2.3 представлены значения расчетного средневодного года с корректировкой и без корректировки.

Таблица 2.3 – Расчетный средневодный год ( $P = 50 \%$ ) без приведения и с приведением

Метры кубические в секунду													
Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.год}}$
$Q_{50\% \text{исх.}}$	29	44	48	120	682	1099	81	77	63	43	37	31	196
$Q_{50\% \text{кор.}}$	30	46	50	125	662	1066	84	80	66	45	38	32	204

### 2.1.5 Выбор расчетного маловодного года

По графику для 90% обеспеченности приходится 2007 год. Вычислим приведенные коэффициенты маловодного года по половодью и по межени для данного года.

2007 год:

$$K_{\text{П}} = \frac{Q_{\text{баз(половодье)}}}{Q_{2007(\text{половодье})}} = \frac{433}{380} = 1,14,$$

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{баз(межень)}}}{Q_{2007(\text{межень})}} = \frac{42}{55} = 0,76.$$

Сравним полученные коэффициенты. Произведем корректировку расходов 2007 года с учетом коэффициентов приведения. В таблице 2.4 представлены значения расчетного маловодного года с корректировкой и без корректировки.

Таблица 2.4 – Расчетный маловодный год ( $P = 90 \%$ ) без приведения и с приведением

Метры кубические в секунду													
Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.год}}$
$Q_{90\% \text{исх.}}$	20	21	31	111	348	412	120	86	56	49	38	20	109
$Q_{90\% \text{кор.}}$	15	16	24	85	266	314	92	66	43	37	29	15	83

Занесем скорректированные итоговые значения средневодного и маловодного года в одну таблицу. Результаты расчетов представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Расчетный маловодный и средневодный год с приведением  
Метры кубические в секунду

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.год}}$
$Q_{90\% \text{кор.}}$	15	16	24	85	266	314	92	66	43	37	29	15	83
$Q_{50\% \text{кор.}}$	30	46	50	125	662	1066	84	80	66	45	38	32	194

В маловодном году имеются такие расходы, которые превышают значения средневодного года. Нужны дополнительные корректировки (таблица 2.6).

Таблица 2.6 – Расчеты с дополнительной корректировкой  
Метры кубические в секунду

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.год}}$
$Q_{90\% \text{кор.}}$	15	16	24	85	266	314	92	66	43	37	29	15	83
$Q_{50\% \text{кор.}}$	30	46	50	125	662	1066	84	80	66	45	38	32	194
$Q_{50\%} - Q_{90\%}$	15	30	26	40	396	752	-8	14	23	8	9	17	
$Q_{90\% \text{исправление}}$	0	0	0	0	0	+10	-10	0	0	0	0	0	
$Q_{90\% \text{исправленное}}$	15	16	24	85	266	324	82	66	43	37	29	15	83

Полученные значения расходов, сведем в таблицу 2.7.

Таблица 2.7 – Расходы в расчетном маловодном и средневодном году  
Метры кубические в секунду

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.год}}$
$Q_{90\% \text{кор.}}$	15	16	24	85	266	324	82	66	43	37	29	15	83
$Q_{50\% \text{кор.}}$	30	46	50	125	662	1066	84	80	66	45	38	32	194

По скорректированным данным таблицы 2.7 строится расчетный гидрограф, который представлен на рисунке 2.1.

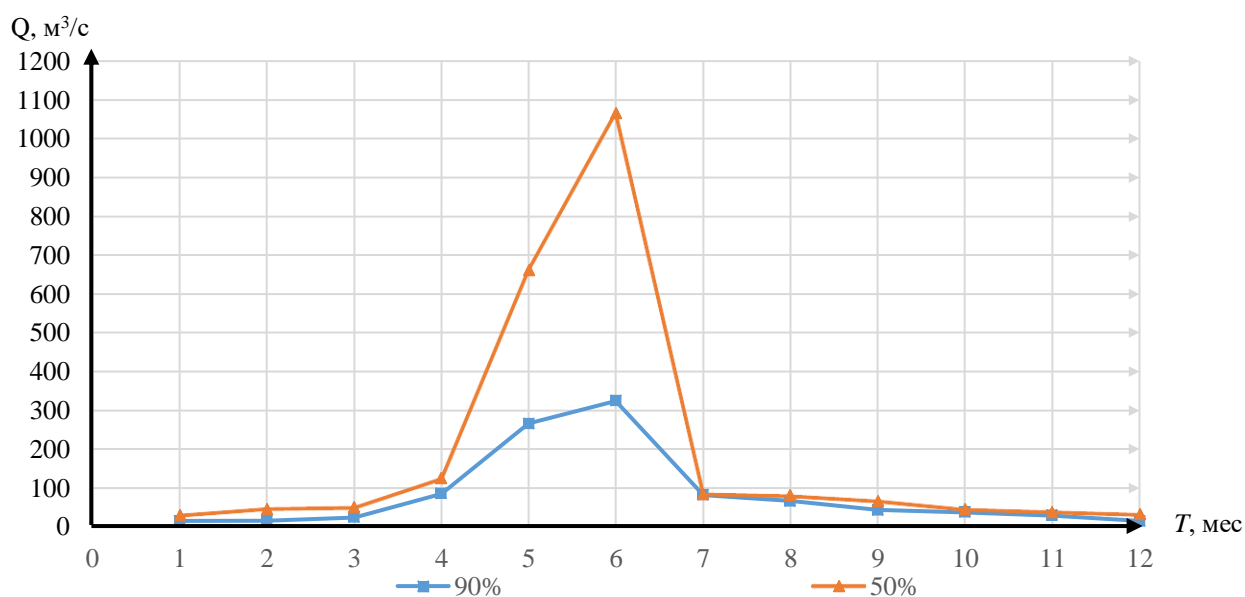


Рисунок 2.1 – Гидрографы маловодного и средневодного года

## 2.1.6 Определение типа регулирования

Чтобы вычислить полезный объем водохранилища необходимо знать приблизительную отметку УМО водохранилища. Принимаем, что УМО соответствует снижению уровня ВБ на  $\frac{1}{3}$ .

$$V_{\text{УМО}} = 340 - \frac{340-290}{3} = 323 \text{ м.} \quad (2.13)$$

По кривой связи объемов и уровней верхнего бьефа находятся объемы, соответствующие отметкам НПУ и УМО:

$$V_{\text{НПУ}} = 4,75 \text{ км}^3,$$

$$V_{\text{УМО}} = 2,4 \text{ км}^3.$$

Полезный объем водохранилища:

$$V_{\text{полезный}} = V_{\text{НПУ}} - V_{\text{УМО}} = 4,75 - 2,4 = 2,35 \text{ км}^3. \quad (2.14)$$

Для определения типа регулирования водохранилища рассчитывается коэффициент зарегулирования стока:

$$\beta = \frac{V_{\text{полезный}}}{W_{\text{многолетний}}} = \frac{2,35}{14,58} = 0,16, \quad (2.15)$$

где  $W_{\text{многолетний}}$  – среднемноголетний сток в заданном створе.

Для расчета коэффициента зарегулирования стока, определим значение среднего за многолетний период, объем годового стока:

$$W_{\text{многолетний}} = \frac{Q \cdot 365 \cdot 24 \cdot 8760}{10^9} = \frac{190 \cdot 365 \cdot 24 \cdot 8760}{10^9} = 14,58. \quad (2.16)$$

Для годичного регулирования значение коэффициента  $\beta$  должно быть в пределах  $\beta = 0,1 - 0,3$ , в нашем случае данное условие выполняется. Принимаем годичный тип регулирования.

## 2.2 Определение установленной мощности на основе водноэнергетических расчетов

### 2.2.1 Расчет режима работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственного комплекса

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

Для выбранного маловодного года и принятой обеспеченности вычисляем мощности на бытовом стоке для каждого месяца.

Рассчитаем 2 режима работы ГЭС: работа по водотоку и работа по ВХК.  
Значение мощности на полезном бытовом стоке:

$$N_{\text{ГЭС быт}} = k_N \cdot Q_{\text{пол.быт.}} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (2.17)$$

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

$H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}$  – подведенный напор;

$Q_{\text{пол.быт.}}$  – полезный бытовой расход расчетного маловодного года.

$$Q_{\text{пол.быт.}} = Q_{\text{быт.}} - Q_{\text{исп.}} - Q_{\text{лед.}} - Q_{\text{ф.}}, \quad (2.18)$$

где  $Q_{\text{быт.}}$  – естественный расход воды;

$Q_{\text{исп.}}$  – потери расхода воды на испарение;

$Q_{\text{лед.}}$  – потери расхода воды на льдообразование;

$Q_{\text{ф.}}$  – потери расхода вода на фильтрацию.

Подведенный напор:

$$H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}} = Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}} - \Delta h, \quad (2.19)$$

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

$Z_{\text{НБ}}$  – уровень нижнего бьефа, определенный по кривой связи (в соответствии с рисунком 1.1);

$\Delta h$  – потери напора.

Рассчитаем мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК.

Значение мощности с учетом требований ВХК:

$$N_{\text{ГЭС ВХК}} = k_N \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H, \quad (2.20)$$

где  $Q_{\text{ВХК}}$  – расход воды по требованиям водохозяйственного комплекса.

Результаты расчетов представлены в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Режим работы ГЭС без регулирования с учетом ВХК

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{90\%}, \text{ м}^3/\text{с}$	15	16	24	85	266	324	82	66	43	37	29	15
$Q_{\text{ВХК}}, \text{ м}^3/\text{с}$	40	40	40	40	80	80	80	80	80	80	40	40
$Q_{\text{исп.}}, \text{ м}^3/\text{с}$	0	0	0	1	3	3	1	1	0	0	0	0
$Q_{\text{лед.}}, \text{ м}^3/\text{с}$	1	1	-1	-1	0	0	0	0	0	0	1	1
$Q_{\text{ф.}}, \text{ м}^3/\text{с}$	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0	0
$Q_{\text{суд.}}, \text{ м}^3/\text{с}$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$\Sigma Q_{\text{пот.}}, \text{ м}^3/\text{с}$	1	1	0	1	3	4	2	1	1	1	1	1

Продолжение таблицы 2.8

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Режим работы по водотоку												
$Q_{\text{пол.быт.}}, \text{м}^3/\text{с}$	14	15	24	84	263	320	80	65	42	36	28	14
$Z_{\text{вб}}, \text{м}$	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340
$Z_{\text{нб}}, \text{м}$	294	294	294	294	295	295	294	294	294	294	294	294
$H, \text{м}$	45	45	45	45	44	44	45	45	45	45	45	45
$N_{\text{быт.}}, \text{МВт}$	6	6	10	33	103	124	32	26	17	14	11	6
Режим работы по требованию ВХК												
$Z_{\text{вб(ВХК)}}, \text{м}$	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340
$Z_{\text{нб(ВХК)}}, \text{м}$	294	294	294	294	294	294	294	294	294	294	294	294
$N_{\text{ВХК}}, \text{МВт}$	15	15	15	15	29	29	29	29	29	29	15	15
Сравнение двух режимов												
$\Delta N$	-9	-9	-5	19	73	95	3	-4	-13	-15	-4	-9

По данным, представленным в таблице 2.8 определили, что сработка водохранилища начинается с 8 месяца. Данный расчёт выполняется с целью определения месяцев, в которые ГЭС будет работать на расходах, превышающих требования ВХК. Мощность, которую мы можем распределить в месяцы регулирования, рассчитывается по формуле:

$$N_{\text{изб.}} = N_{\text{быт.}} - N_{\text{ВХК}} = 122 \text{ МВт.} \quad (2.21)$$

Этот избыток укажет на положение линии гарантированной мощности на графике баланса энергии.

### 2.2.2 Баланс энергии

По данным таблицы 2.8 строим баланс энергии для Юдомской ГЭС, который представлен на плакате «Использование водной энергии». На графике откладываем  $N_{\text{быт.}}$ ,  $N_{\text{сущ.ГЭС}}$ ,  $N_{\text{ВХК}}$ . Проводим линию гарантированной мощности, которая является ориентировочной, так чтобы площадь, между линией гарантированной мощности и  $N_{\text{ВХК}}$  была равна  $N_{\text{изб.}}$ . Данные для построения баланса энергии представлены в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Данные для построения баланса энергии

Месяц	$P_{\text{ср}}, \text{МВт}$	$N_{\text{сущ.ГЭС}}, \text{МВт}$	$N_{\text{быт.}}, \text{МВт}$	$N_{\text{ВХК}}, \text{МВт}$
1	1144	432	6	15
2	1089	396	6	15
3	996	360	10	15
4	887	324	33	15
5	794	306	103	29
6	739	288	124	29
7	739	288	32	29

Продолжение таблицы 2.9

Месяц	$P_{cp}$ , МВт	$N_{сущ.ГЭС}$ , МВт	$N_{быт}$ , МВт	$N_{вхк}$ , МВт
8	793	306	26	29
9	887	324	17	29
10	995	360	14	29
11	1089	396	11	15
12	1143	432	6	15

В месяцы, которые оказались ниже линии гарантированной мощности работаем по ВХК, а те месяцы, которые оказались выше гарантированной мощности, работаем по гарантированной мощности, которые также находится из баланса энергии и представлены в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – гарантированная мощность проектируемой ГЭС

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$N_{гар}$ , МВт	55	35	ВХК								35	55

### 2.2.3 Водно-энергетический расчет (ВЭР) режима работы ГЭС по условию маловодного года

Целью ВЭР режима работы ГЭС в маловодном году является:

- определение гарантированной мощности, проектируемой ГЭС;
- определение отметки УМО;
- определение полезного объема водохранилища.

Расчет начинаем с момента, когда водохранилище наполнено и уровень воды в нем равен отметке  $\nabla_{НПУ} = 340$  м и  $V_{\nabla_{НПУ}} = 4,75$  км<sup>3</sup>.

Месяцем, с которого начинается сработка водохранилища, принимается первый после половодья, в котором мощность ВХК превышает мощность проектируемой ГЭС по водотоку, в рассматриваемом случае это август.

Регулирование мощности осуществляется регулированием расхода ГЭС. Уровни верхнего и нижнего бьефа определяются с помощью кривых связей. Для правильного расчета должны соблюдаться три условия:

$$Q_{нб} = Q_{вхк},$$

$$z_{нач}^{ВБ} = z_{кон}^{ВБ},$$

$$N_{гэс} = N_{гар}.$$

Окончательный вариант итерации сработки-наполнения водохранилища, представлен в приложении Б, в таблице Б.2. Из графика сработки-наполнения водохранилища определяем отметку УМО и полезный объем. График сработки-наполнения представлен на рисунке 2.2.

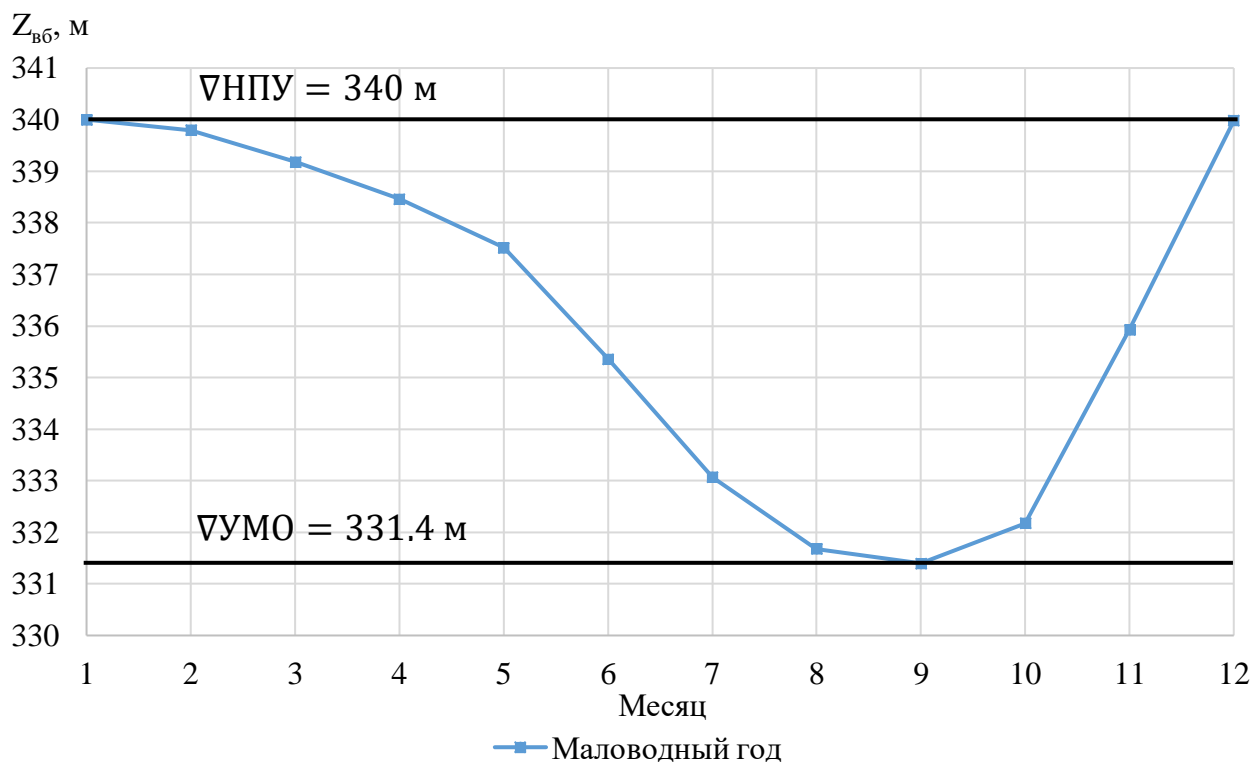


Рисунок 2.2 – График сработки-наполнения водохранилища

По графику сработки-наполнения водохранилища определили, что  $\nabla_{\text{УМО}} = 331,4$  м и  $V_{\text{полезный}} = 1,42$  км<sup>3</sup>.

#### 2.2.4 Определение рабочей мощности, проектируемой ГЭС в январе и определение рабочих мощностей в других месяцах года

На интегральной кривой нагрузки определяется место работы существующих электростанции и проектируемой Юдомской ГЭС.

Строим треугольник существующей ГЭС, где на горизонтальной оси расположена суточная выработка, а на вертикальной оси среднесуточная мощность рассматриваемой ГЭС.

Далее вписываем проектируемую ГЭС в свободную зону пика, либо зону полупика, а также в базу графика нагрузки. Так как ИКН для других месяцев похож на ИКН января, то считаем их одинаковыми. ИКН для января представлен на рисунке 1.3.

Для этого необходимо при,  $Q_{\text{с.п.}} = 60$  м<sup>3</sup>/с, вычислить:

$$N_{\text{базы}} = \frac{k_n \cdot Q_{\text{с.п.}} \cdot H_{\text{ГЭС}}}{1000} = 14 \text{ МВт}, \quad (2.22)$$

$$\mathcal{E}_{\text{база}} = \frac{24 \cdot N_{\text{базы}}}{1000} = 0,33 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}. \quad (2.23)$$

Вписываем полученные значения базы на ИКН.

Чтобы вписать проектируемую ГЭС в зону пика или полупика необходимо:

$$\mathcal{E}_{\text{гар}} = \frac{24 \cdot N_{\text{гар}}}{1000} = 1,25 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}, \quad (2.24)$$

$$\mathcal{E}_{\text{пик}} = \mathcal{E}_{\text{гар}} - \mathcal{E}_{\text{база}} = 1,25 - 0,33 = 0,92 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}. \quad (2.25)$$

Проводим  $\mathcal{E}_{\text{пик}}$  на ИКН и получаем значение  $N_{\text{пик}} = 100$  МВт.

В результате, зная мощность базы и мощность пика, рассчитаем  $N_{\text{раб}}$ :

$$N_{\text{раб}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{пик}} + N_{\text{база}} = 114 \text{ МВт}. \quad (2.26)$$

Расчет рабочей мощности для оставшихся месяцев, проводится аналогично расчетам января, и представлен в таблице 2.11.

Таблица 2.11 – Рабочие мощности для проектируемой ГЭС

Месяц	$N_{\text{гар}}$ , МВт	$\mathcal{E}_{\text{гар}}$ , млн. кВт·ч	$N_{\text{баз}}$ , МВт	$\mathcal{E}_{\text{баз}}$ , млн. кВт·ч	$N_{\text{пик}}$ , МВт	$\mathcal{E}_{\text{пик}}$ , млн. кВт·ч	$N_{\text{раб}}$ , МВт
Январь	52	1,25	14	0,33	90	0,92	114
Февраль	32	0,77	7	0,16	84	0,61	91
Март	13	0,31	6	0,16	71	0,15	77
Апрель	13	0,31	7	0,16	50	0,15	57
Май	14	0,34	7	0,17	49	0,17	56
Июнь	30	0,72	15	0,36	55	0,36	70
Июль	31	0,74	16	0,38	52	0,36	68
Август	31	0,74	16	0,38	70	0,36	86
Сентябрь	31	0,74	16	0,38	75	0,36	91
Октябрь	30	0,72	15	0,37	72	0,35	87
Ноябрь	32	0,77	7	0,17	83	0,6	90
Декабрь	52	1,25	15	0,35	89	0,9	114

### 2.2.5 Водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС в средневодном году, определение среднемноголетней выработки

Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС в средневодном году проводится аналогично расчетам, выполненным в пункте 2.2.3.

При расчете режима сработки-наполнения в средневодном году рассмотрим вариант работы ГЭС с мощностями, принятыми в маловодном году. Результаты расчетов представлены в приложении Б, в таблице Б.3.

По полученным расчетам, построим график сработки-наполнения водохранилища в маловодном и средневодном году, который представлен на рисунке 2.3.



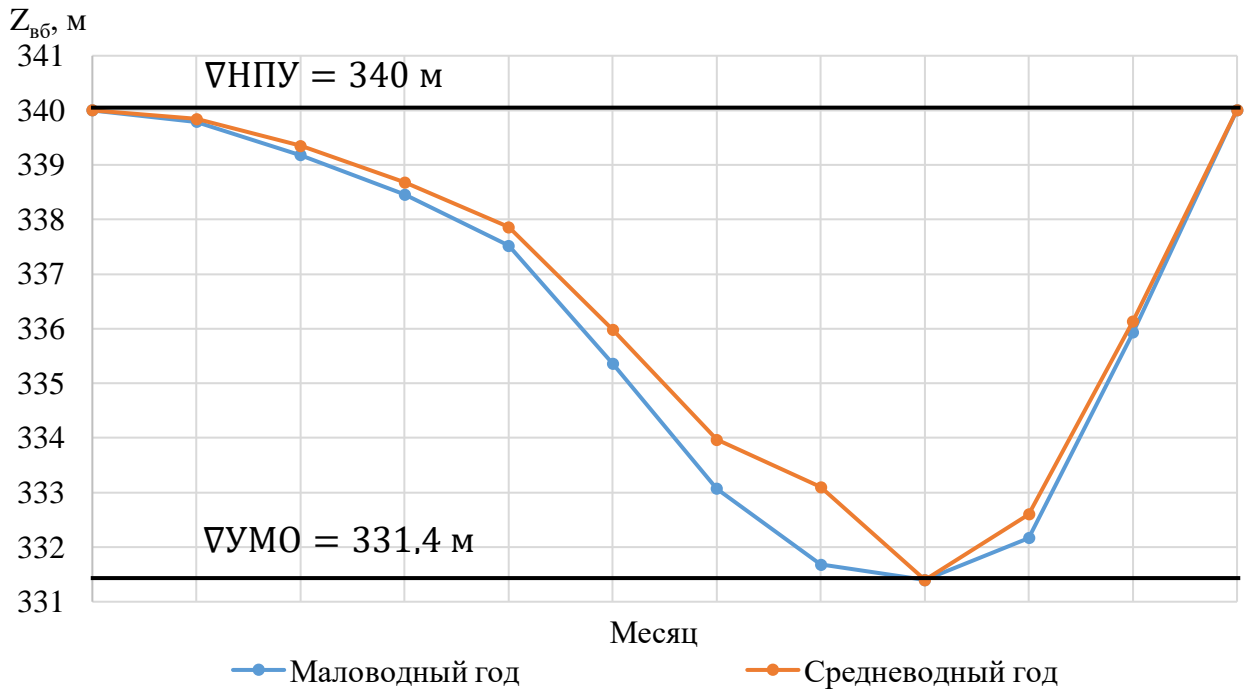


Рисунок 2.3 – График сработки-наполнения водохранилища ГЭС

### 2.2.6 Расчет резервов и определение установленной мощности, проектируемой ГЭС, расчет баланса мощностей

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв системы равен 3 % от  $P_t^{max}$ , аварийный резерв составляет 7% от  $P_t^{max}$ .

Нагрузочный резерв расположен на существующих и на проектируемой ГЭС, поэтому аварийный будет размещен на ТЭС. Результаты расчёта представлены в таблице 2.12.

Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т.е. когда на ГЭС имеется свободная мощность.

Установленную мощность ГЭС представим в виде суммы:

$$N_{уст}^{ГЭС} = N_{раб}^{ГЭС} + N_{рез}^{ГЭС} = 117 \text{ МВт}, \quad (2.27)$$

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

$N_{рез}^{ГЭС}$  – резервная мощность ГЭС.

Ремонтная площадь существующих ГЭС:

$$F_{рем}^{сущ.ГЭС} = \frac{N_{уст}^{сущ.ГЭС}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{445}{6} = 74 \text{ МВт} \cdot \text{мес}, \quad (2.28)$$

где  $N_{уст}^{сущ.ГЭС}$  – установленная мощность существующих ГЭС.

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{проект.}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{117}{6} = 20 \text{ МВт} \cdot \text{мес.} \quad (2.29)$$

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

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \frac{\left(\frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{6} \cdot 1 \text{мес}\right)}{4} = \frac{128}{4} = 32 \text{ МВт} \cdot \text{мес}, \quad (2.30)$$

где  $N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}$  – установленная мощность существующих ТЭС.

По полученным данным строим баланс мощности, который представлен на плакате «Использование водной энергии». Данные для построения баланса мощности представлены в таблице 2.12.

Таблица 2.12 – Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Месяц	Система			Существующая ГЭС			Проектируемая ГЭС			ТЭС			
	$P_{\text{max}}$ , МВт	$P_{\text{н.р.}}$ , МВт	$P_{\text{ар.}}$ , МВт	$N_{\text{раб.}}$ , МВт	$N_{\text{н.р.}}$ , МВт	$N_{\text{рем.}}$ , МВт	$N_{\text{раб. max}}$ , МВт	$N_{\text{н.р.}}$ , МВт	$N_{\text{рем.}}$ , МВт	$N_{\text{раб. max}}$ , МВт	$N_{\text{н.р.}}$ , МВт	$N_{\text{рем.}}$ , МВт	$N_{\text{н.р.}}$ , МВт
I	1246	37	87	432	13		114	3		700	49		21
II	1187	36	83	396	12		91	3		700	49		21
III	1087	33	76	360	11		77	2		650	45		19
IV	970	29	68	324	10		57	2		589	41		18
V	869	26	61	306	9		56	2		507	36	32	15
VI	811	24	57	288	9		70	2		453	32	32	14
VII	811	24	57	288	9		68	2		455	32	32	14
VIII	869	26	61	306	9		86	3		477	33	32	14
IX	970	29	68	324	10	74	91	3		555	39		17
X	1086	33	76	360	11		87	3	20	639	45		19
XI	1186	36	83	396	12		90	3		700	49		21
XII	1246	37	87	432	13		114	3		700	49		21

### 3 Основное и вспомогательное оборудование

#### 3.1 Построение режимного поля

Необходимо определить область допустимых режимов работы, проектируемой ГЭС, для этого строим режимное поле с указанием линий ограничений для различных режимов.

Построение этих характеристик выполняется по следующим уравнениям:

$$H_{\text{ГЭС}}(Q_{\text{ГЭС}}) = Z_{\text{вб}}(V_{\text{сраб}}) - Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}}) - \Delta h_{\text{вс}}, \quad (3.1)$$

где  $Z_{\text{вб}}(V_{\text{сраб}})$  – отметка верхнего бьефа, зависящая от сработки-наполнения водохранилища от НПУ до УМО;

$Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}})$  – отметка нижнего бьефа, зависящая от расхода в нижнем бьефе;

$\Delta h_{\text{вс}}$  – потери напора в водопроводящих сооружениях.

Определение ограничения работы ГЭС:

1) Ограничение слева является ограничением по минимальному расходу по условиям ВХК ( $Q_{\text{min}} = 60 \text{ м}^3/\text{с}$ );

2) Ограничение по установленной мощности, определяется по формуле:

$$N_{\text{уст}}^{\text{р}} = k_N \cdot H_{\text{ГЭС}} \cdot Q_{\text{ГЭС}}. \quad (3.2)$$

3) Ограничение по пропускной способности ГЭС, которое определяется по формуле:

$$Q_{\text{ГЭС}} = Q_{\text{уст}}^{\text{max}} \cdot \frac{\sqrt{H_{\text{ГЭС}}}}{\sqrt{H_{\text{р}}^{\text{N}}}}, \quad (3.3)$$

где  $Q_{\text{уст}}^{\text{max}}$  – максимальный расход ГЭС при расчетном напоре.

Результаты расчетов представлены в таблице 3.1. Режимное поле Юдомской ГЭС показано в приложении В, рисунок В.1.

Таблица 3.1 – Данные расчёта режимного поля

Кривые связи нижнего бьефа		Напорные характеристики			Линия ограничения по установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности	
$Q_{\text{нб}}$	$Z_{\text{нб}}$	$H_{\text{нпу}}$	$H_{\text{умо}}$	$H_{\text{звб}}$	$Q_{\text{нуст}}$	$H$	$Q_{\text{огр}}$	$H$
5	294,04	45,96	37,36	40,17	117	114,12	344	38,68
25	294,15	45,85	37,25	40,06	131	101,72	341	38,08
50	294,28	45,72	37,12	39,93	145	91,76	338	37,48
75	294,40	45,60	37,00	39,81	159	83,57	336	36,88
100	294,52	45,48	36,88	39,69	173	76,72	333	36,28
125	294,63	45,37	36,77	39,58	188	70,91	330	35,68

Продолжение таблицы 3.1

Кривые связи нижнего бьефа		Напорные характеристики			Линия ограничения по установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности	
$Q_{нб}$	$Z_{нб}$	$H_{нпу}$	$H_{умо}$	$H_{звб}$	$Q_{нуст}$	$H$	$Q_{огр}$	$H$
150	294,75	45,25	36,65	39,46	202	65,92	327	35,08
175	294,85	45,15	36,55	39,36	216	61,58	325	34,48
200	294,96	45,04	36,44	39,25	230	57,78	322	33,88
250	295,15	44,85	36,25	39,06	244	54,42	319	33,28
300	295,34	44,66	36,06	38,87	259	51,43	316	32,68
350	295,52	44,48	35,88	38,69	273	48,75	313	32,08
400	295,68	44,32	35,72	38,53	287	46,34	310	31,48

Из построенного режимного поля определяем следующие параметры:

– максимальный напор  $H_{max} = 45,8$  м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу;

– расчётный напор  $H_{расч} = 38,8$  м. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;

– минимальный напор  $H_{min} = 36$  м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС.

### 3.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

Подбор оборудования с использованием главных универсальных характеристик состоит в том, чтобы для каждого рассматриваемого типа турбин выбрать такие варианты диаметров рабочего колеса и синхронной частоты вращения, при которых в области допустимых режимов по напору и расходу воды, проектируемая ГЭС будет работать с наибольшим КПД при минимальном заглублении рабочего колеса и при наименьшем количестве установленных агрегатов.

Для известного диапазона изменения напора, по справочным данным, выбираем все возможные типы гидротурбин. Выбор системы и типа турбины производится по величине максимального напора  $H_{max}$ , а его значение должно быть близко значению предельного напора  $H_{пред}$ , а также необходимо, чтобы выполнялось условие  $H_{max} \leq H_{пред}$ .

По справочным данным выбираем следующие гидротурбины: ПЛ50-В, ПЛД50-В60°. Основные параметры выбранных модельных гидротурбин представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Основные параметры выбранных типов модельных гидротурбин

Параметр	ПЛ50-В	ПЛД50-В60°
$H_{пред}$ , м	50	50
$H_{min}/H_{max}$	0,5	0,5
$n_{1opt}$ , об/м	116	113
$Q_{1opt}$ , л/с	1000	1100
$n_{m opt}$	0,916	0,91
$Q_{1max}$ , л/с	1500	1650
$\sigma_{(Q_{1max})}$	0,6	0,6
$D_{1m}$ , м	0,46	0,35
$H_{мод}$ , м	12	5
$t_{мод}$ , °С	21	16

Выполняем расчеты для ряда стандартных диаметров рабочих колес, для каждого типа турбин.

Определим КПД натурной турбины в расчетной точке:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \cdot \left[ (1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1M}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_M}{H_p}} \cdot \sqrt[5]{\frac{\nu_H}{\nu_M}} \right], \quad (3.4)$$

где  $\eta_M$ ,  $D_{1M}$ ,  $H_M$  – КПД, диаметр и напор модельной турбины;

$D_1$ ,  $H_p$  – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

$\nu_H$ ,  $\nu_M$  – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины, зависящие от температуры воды ( $\nu_H = 0,988 \cdot 10^6$  м<sup>2</sup>/с и  $\nu_M = 1,51 \cdot 10^6$  и  $\nu_H = 1,114 \cdot 10^6$  м<sup>2</sup>/с и  $\nu_M = 1,51 \cdot 10^6$  для турбин ПЛ50-В и ПЛД50-В60°);

$\varepsilon$  – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям и принимаемый равным 0,75.

$$\eta_T = 1 - (1 - 0,887) \cdot \left[ (1 - 0,75) + 0,75 \cdot \sqrt[5]{\frac{0,46}{4}} \cdot \sqrt[10]{\frac{12}{38,8}} \cdot \sqrt[5]{\frac{0,988}{1,51}} \right] = 0,919.$$

Определим мощность одного агрегата:

$$N'_{agr} = 9,81 \cdot Q'_{1p} \cdot D_1^2 \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_T \cdot \eta_G, \quad (3.5)$$

где  $Q'_{1p}$  – приведенный расход воды в расчетной точке;

$\eta_G$  – средний КПД генератора, принимаем 0,97.

$$N'_{agr} = 9,81 \cdot 1,52 \cdot 4^2 \cdot 38,8 \cdot \sqrt{38,8} \cdot 0,919 \cdot 0,97 \cdot 10^{-3} = 39 \text{ МВт.}$$

Определим число устанавливаемых на ГЭС агрегатов:

$$Z'_A = \frac{N_{ГЭС}^{уст}}{N_{арг}} = \frac{117}{39} = 3,0. \quad (3.6)$$

Рассчитанное число агрегатов  $Z'_A$  округляется в большую сторону  $Z_A$ , а также число должно быть кратным 2 или 3, исходя из этого  $Z'_A = 3$ .

Уточним мощность агрегата:

$$N_{арг} = \frac{N_{ГЭС}^{уст}}{Z'_A} = \frac{117}{3} = 39 \text{ МВт}. \quad (3.7)$$

Определим поправку  $\Delta_1$  и синхронную частоту вращения гидротурбины:

$$\Delta_1 = \frac{\eta_T}{\eta_M} = \frac{0,919}{0,888} = 1,036, \quad (3.8)$$

$$n'_c = \frac{n_{opt} \cdot \sqrt{\Delta_1 \cdot H_p}}{D_1} = \frac{116,5 \cdot \sqrt{1,036 \cdot 38,8}}{4} = 183,8 \text{ об/мин}, \quad (3.9)$$

где  $n_{opt}$  – приведенная частота вращения модельной гидротурбины в расчетной точке.

Принимаем стандартное значение синхронной частоты  $n_c = 187,5 \frac{\text{об}}{\text{мин}}$ .

Для уточнения положения рабочей точки, найдем значения  $n'_1$  при  $H_p$ ,  $H_{max}$  и  $H_{min}$ :

$$n'_{1H_p} = \frac{n_{c1} \cdot D_1}{\sqrt{\Delta_1 \cdot H_p}} = \frac{187,5 \cdot 4}{\sqrt{1,036 \cdot 38,8}} = 118,3 \text{ об/мин}, \quad (3.10)$$

$$n'_{1H_{max}} = \frac{n_{c1} \cdot D_1}{\sqrt{\Delta_1 \cdot H_{min}}} = \frac{187,5 \cdot 4}{\sqrt{1,036 \cdot 36}} = 108,7 \text{ об/мин}, \quad (3.11)$$

$$n'_{1H_{min}} = \frac{n_{c1} \cdot D_1}{\sqrt{\Delta_1 \cdot H_{max}}} = \frac{187,5 \cdot 4}{\sqrt{1,036 \cdot 45,8}} = 122,8 \text{ об/мин}. \quad (3.12)$$

На ГУХ проводим линии  $n'_{1H_p}$ ,  $n'_{1H_{max}}$ ,  $n'_{1H_{min}}$  и определяем положение расчетной точки, учитывая округленное число гидроагрегатов и округленное число их мощности. Для этого на ГУХ, на линиях  $n'_{1H_p}$ ,  $n'_{1H_{min}}$  подбираем такое сочетание  $Q'_1$  и  $\eta_T$ , чтобы выполнялось условие:

$$Q'_1 \eta_T(H_p) = \frac{N_{арг}}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_T} = \frac{39000}{9,81 \cdot 4^2 \cdot 38,8 \cdot \sqrt{38,8} \cdot 0,97} = 1,16 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (3.13)$$

$$Q'_1 \eta_T(H_{max}) = \frac{N_{арг}}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{max} \cdot \sqrt{H_{max}} \cdot \eta_T} = \frac{39000}{9,81 \cdot 4^2 \cdot 45,8 \cdot \sqrt{45,8} \cdot 0,97} = 0,9 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.14)$$

Для ограничения зоны работы слева, рассчитаем значения параметров  $Q_{Hmin}$ ,  $Q_{Hmax}$ :

$$Q_{Hmin} = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H_{max} \cdot \Delta_1}} = \frac{60}{4^2 \cdot \sqrt{45,8 \cdot 1,036}} = 0,54 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (3.15)$$

$$Q_{Hmax} = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H_{min} \cdot \Delta_1}} = \frac{60}{4^2 \cdot \sqrt{36 \cdot 1,036}} = 0,61 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.16)$$

Результаты расчета параметров гидротурбины для различных значений диаметров рабочего колеса занесем в таблицы. Результаты представлены в таблицах 3.3 и 3.4.

Таблица 3.3 – Расчет для стандартных диаметров гидротурбины ПЛ50-В

Параметр	Ряд стандартных диаметров в метрах							
	3	3,15	3,35	3,55	3,75	4	4,25	4,5
$\eta_T$	0,915	0,916	0,917	0,917	0,918	0,919	0,919	0,920
$N'_{арп}$	28,9	31,9	36,1	40,5	45,2	51,5	58,2	65,3
$Z'_A$	4,05	3,67	3,25	2,89	2,59	2,27	2,01	1,79
$Z_A$	6	4	4	3	3	3	2	2
$N_{арп}$	20	29	29	39	39	39	59	59
$\Delta_1$	1,032	1,033	1,033	1,034	1,035	1,036	1,036	1,037
$n'_c$	244,67	233,09	219,26	206,98	196,00	183,82	173,07	163,51
$n_c$	250	250	250	214,3	214,3	187,5	187,5	166,7
$n'_{1Hmax}$	123,0	129,2	137,3	124,7	131,7	122,8	130,5	122,8
$n'_{1Hp}$	118,5	124,4	132,3	120,1	126,8	118,3	125,7	118,3
$n'_{1Hmax}$	108,9	114,3	121,5	110,3	116,5	108,7	115,4	108,6
$Q'_1 \cdot \eta_T(H_p)$	1,03	1,40	1,24	1,47	1,32	1,16	1,54	1,37
$Q'_1 \cdot \eta_T(H_{max})$	0,80	1,09	0,96	1,14	1,02	0,90	1,19	1,06
$Q_{Hmin}$	0,97	0,88	0,78	0,69	0,62	0,54	0,48	0,43
$Q_{Hmax}$	1,09	0,99	0,88	0,78	0,70	0,61	0,54	0,48

Таблица 3.4 – Расчет для стандартных диаметров гидротурбины ПЛД50-В60°

Параметр	Ряд стандартных диаметров в метрах							
	3	3,15	3,35	3,55	3,75	4	4,25	4,5
$\eta_T$	0,907	0,908	0,908	0,909	0,910	0,910	0,911	0,912
$N'_{арп}$	32,0	35,3	40,0	44,9	50,2	57,1	64,5	72,4
$Z'_A$	3,65	3,31	2,93	2,60	2,33	2,05	1,81	1,62
$Z_A$	4	4	3	3	3	2	2	2
$N_{арп}$	29	29	39	39	39	59	59	59
$\Delta_1$	1,052	1,053	1,054	1,055	1,055	1,056	1,057	1,058
$n'_c$	240,70	229,31	215,70	203,62	192,83	180,85	170,27	160,86
$n_c$	250	250	250	214,3	214,3	187,5	187,5	166,7
$n'_{1Hmax}$	121,8	127,9	136,0	123,5	130,4	121,6	129,2	121,6
$n'_{1Hp}$	117,4	123,2	131,0	118,9	125,6	117,2	124,4	117,1
$n'_{1Hmax}$	107,8	113,1	120,3	109,2	115,3	107,6	114,3	107,5

Продолжение таблицы 3.4

Параметр	Ряд стандартных диаметров в метрах							
	3	3,15	3,35	3,55	3,75	4	4,25	4,5
$Q'_1 \cdot \eta_T(H_p)$	1,59	1,44	1,70	1,51	1,36	1,79	1,58	1,41
$Q'_1 \cdot \eta_T(H_{max})$	1,23	1,12	1,32	1,17	1,05	1,39	1,23	1,10
$Q_{H_{min}}$	0,96	0,87	0,77	0,68	0,61	0,54	0,48	0,42
$Q_{H_{max}}$	1,08	0,98	0,87	0,77	0,69	0,61	0,54	0,48

По результатам расчета, строим рабочие зоны для диаметров  $D_1$ , у которых точка оптимума входит в рабочую зону. Главные универсальные характеристики турбин представлены в приложении В, рисунок В.2 и В.3.

В результате построения зон работы гидротурбины ПЛ50-В, в рассмотрении остаются рабочие колеса следующих диаметров: 4,00; 4,50; для гидротурбины ПЛД50-В60°, в рассмотрении остаются рабочие колеса следующих диаметров: 3,00; 3,55.

### 3.3 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее бескавитационной работы

Для данных диаметров определим высоту отсасывания, отметку установки рабочего колеса.

Отметка рабочего колеса гидротурбины ПЛ50-В:

$$\nabla Z_{p.k.} = Z_{нб}(Q_{нб}) + H_S, \quad (3.17)$$

где  $Z_{нб}(Q_{нб})$  – отметка уровня воды в нижнем бьефе при расходе  $Q_{нб}$ , соответствующему расчетному значению высоты отсасывания  $H_S$ .

Высота отсасывания  $H_S$ :

$$H_S = B - \frac{Z_{нб}(Q_{нб})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5 + \Delta Z_{x.пл}, \quad (3.18)$$

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

$\sigma$  – коэффициент кавитации;

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

$\Delta Z_{x.пл}$  – разность высотных отметок. Для ПЛ – турбин  $\Delta Z_{x.пл} = 0$ ; для ПЛД – турбин  $\Delta Z_{x.пл} = \frac{B_2}{2}$ .

Глубину отсасывания рассчитывают для трех наиболее опасных случаев и выбирают наибольшее значение:

1. Работа одного агрегата с расчетной мощностью при  $H_{max}$ ;
2. Работа одного агрегата с расчетной мощностью при  $H_p$ ;
3. Работа одного агрегата с расчетной мощностью при  $H_{min}$ .



1) Работа одного агрегата с расчетной мощностью при  $H_{max}$ :  
 Определим высоту отсасывания и отметку установки рабочего колеса:

$$H_s = 10,33 - \frac{294,52}{900} - 0,21 \cdot 45,8 - 1,5 + 0 = -1,16 \text{ м,}$$

$$\nabla Z_{p.k.} = 294,52 - 1,16 = 293,36 \text{ м.}$$

2) Работа одного агрегата с расчетной мощностью при  $H_p$ :  
 Определим высоту отсасывания и отметку установки рабочего колеса:

$$H_s = 10,33 - \frac{294,60}{900} - 0,33 \cdot 38,8 - 1,5 + 0 = -4,30 \text{ м,}$$

$$\nabla Z_{p.k.} = 294,60 - 4,20 = 290,30 \text{ м.}$$

3) Работа одного агрегата с расчетной мощностью при  $H_{min}$ :  
 Определим высоту отсасывания и отметку установки рабочего колеса:

$$H_s = 10,33 - \frac{294,57}{900} - 0,32 \cdot 36 - 1,5 + 0 = -3,02 \text{ м,}$$

$$\nabla Z_{p.k.} = 294,57 - 3,02 = 291,55 \text{ м.}$$

Из всех полученных значений  $H_s$  выбираем такое, которое обеспечивает бескавитационную работу во всех рассмотренных режимах работы, то есть наименьшее  $H_s$  и наименьшую отметку рабочего колеса  $\nabla Z_{p.k.}$ . Полученные результаты сведены в таблицу 3.5.

Таблица 3.5 – Результаты расчета высоты отсасывания турбин

Параметр	ПЛ50 – В		ПЛД50 – В60°	
$D_1$	4,00	4,50	3,00	3,55
$H_s(H_{max})$	-1,16	-3,92	-5,98	-3,92
$H_s(H_p)$	-4,30	-9,35	-11,75	-9,59
$H_s(H_{min})$	-3,02	-7,70	-9,16	-7,50
$\nabla Z_{p.k.}$	293,36	290,82	288,43	290,61
$\nabla Z_{p.k.}$	290,30	285,51	282,73	285,03
$\nabla Z_{p.k.}$	291,55	287,12	285,30	287,09

Значение отметки установки рабочего колеса принимается наименьшим, поскольку такой выбор обеспечит бескавитационную работу во всех режимах работы гидротурбины. Сравнение турбин и выбор оптимального варианта представлено в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Сравнение турбин и выбор оптимального варианта

Параметр	ПЛ50 – В		ПЛД50 – В60°	
	$D_1$	4,00	4,50	3,00
$\eta_T$	0,919	0,920	0,907	0,909
$Z_A$	3	2	4	3
$N_{agr}$	39	59	29	39
$\nabla Z_{p.k.}$	290,30	285,51	282,73	285,03
$H_s$	-4,30	-9,35	-11,75	-9,59

По результатам расчетов, принимаем гидротурбину ПЛ50 – В – 400 и генератор ВГС 650/130-32, так как меньшее количество гидроагрегатов обеспечит низкую стоимость основного оборудования ГЭС, а наименьшее отрицательное значение высоты отсасывания, уменьшит величину затрат на строительство гидроузла. Доставку рабочих колес экономически выгодно производить по железным дорогам.

### 3.4 Расчет и построение спиральной камеры

Угол охвата спиральной камеры:  $\varphi_{сп} = 225^\circ$  – рекомендованный угол охвата спиральной камеры для турбины ПЛ50-В.

Рассчитаем высоту направляющего аппарата:

$$b_0 = 0,35 \cdot D_1 = 0,35 \cdot 4 = 1,4 \text{ м.} \quad (3.19)$$

Рассчитаем высоту статора:

$$V_{ст} = b_0 + 0,0033 \cdot D_1 = 1,41 \text{ м.} \quad (3.20)$$

Наружный радиус входного сечения:

$$r_{вх} = 1,739 \cdot D_1 = 6,95 \text{ м.} \quad (3.21)$$

По справочным данным в соответствии с  $D_1$  выбираем основные размеры статора:

$$D_a = 6200 \text{ мм}; r_a = 3100 \text{ мм.}$$

Определение расхода через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_i = \frac{Q_0 \cdot \varphi}{360} = \frac{111,86 \cdot 225}{360} = 69,91 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (3.22)$$

Определение площади входного поперечного сечения:

$$F_{\text{ВХ}} = \frac{Q_i}{V_{\text{ВХ}}} = \frac{69,91}{5,2} = 13,44, \quad (3.23)$$

где  $V_{\text{ВХ}}$  – скорость во входном сечении спиральной камеры, определяется графически, в зависимости от напора  $V_{\text{ВХ}} = 5,2$ .

Высота входного сечения определяется из квадратного уравнения:

$$F_{\text{ВХ}} = b_0(r_a - r_b) + (r_{\text{ВХ}} - r_a)b_{\text{ВХ}} - \frac{(b_{\text{ВХ}} - b_0)^2}{2} \cdot \text{tg}15^\circ, \quad (3.24)$$

$$F_{\text{ВХ}} = 1,4 \cdot (3,1 - 2,71) + (6,95 - 3,1)b_{\text{ВХ}} - \frac{(b_{\text{ВХ}} - 1,4)^2}{2} \cdot 0,268 = 13,44.$$

Решив данное уравнение, получаем значение  $b_{\text{ВХ}}$ :

$$b_{\text{ВХ}} = 3,5,$$

$$a_{\text{ВХ}} = r_{\text{ВХ}} - r_a = 6,95 - 3,1 = 3,85. \quad (3.25)$$

Результаты расчетов спиральной камеры представлены в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Результаты расчета спиральной камеры

Величина	Сечения											
	вх	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	вых
$r_i$	6,956	6,605	6,25	5,904	5,55	5,203	4,85	4,502	4,152	3,801	3,451	3,10
$b_i$	3,50	3,31	3,12	2,93	2,74	2,55	2,35	2,16	1,97	1,78	1,59	1,40
$r_k$	3,66	3,61	3,56	3,51	3,46	3,41	3,36	3,30	3,25	3,20	3,15	3,10
$\frac{r_k}{r_a}$	1,18	1,17	1,15	1,13	1,12	1,10	1,08	1,07	1,05	1,03	1,02	1,00
$\ln\left(\frac{r_k}{r_a}\right)$	0,17	0,15	0,14	0,12	0,11	0,09	0,08	0,06	0,05	0,03	0,02	0,00
$\frac{r_i}{r_a}$	2,24	2,13	2,02	1,90	1,79	1,68	1,57	1,45	1,34	1,23	1,11	1,00
$\ln\left(\frac{r_i}{r_a}\right)$	0,81	0,76	0,70	0,64	0,58	0,52	0,45	0,37	0,29	0,20	0,11	0,00
$b \cdot \ln\left(\frac{r_i}{r_a}\right)$	2,83	2,50	2,19	1,89	1,60	1,32	1,06	0,81	0,58	0,36	0,17	0,00
$r_k \cdot \text{ctgy}$	13,67	13,48	13,29	13,10	12,91	12,71	12,52	12,33	12,14	11,95	11,76	11,57
$r_k \cdot \text{ctgy} \cdot \ln\left(\frac{r_k}{r_a}\right)$	2,28	2,06	1,84	1,62	1,41	1,20	0,99	0,79	0,59	0,39	0,19	0,00
$m_i$	2,10	1,91	1,72	1,53	1,34	1,15	0,95	0,76	0,57	0,38	0,19	0,00
$J_i$	2,84	2,54	2,26	1,98	1,71	1,45	1,20	0,97	0,75	0,55	0,36	0,19
$\varphi$	225,00	201,61	178,9	156,84	135,6	115,12	95,57	77,01	59,52	43,25	28,32	14,93
$a_i$	3,86	3,51	3,15	2,80	2,45	2,10	1,75	1,40	1,05	0,70	0,35	0,00

Для дальнейших углов  $\varphi$  сечение спиральная камера принимает форму эллипса. По рассчитанным промежуточным сечениям спирали строим плавную зависимость  $R = f(\varphi)$ , представленную на рисунке 3.1.

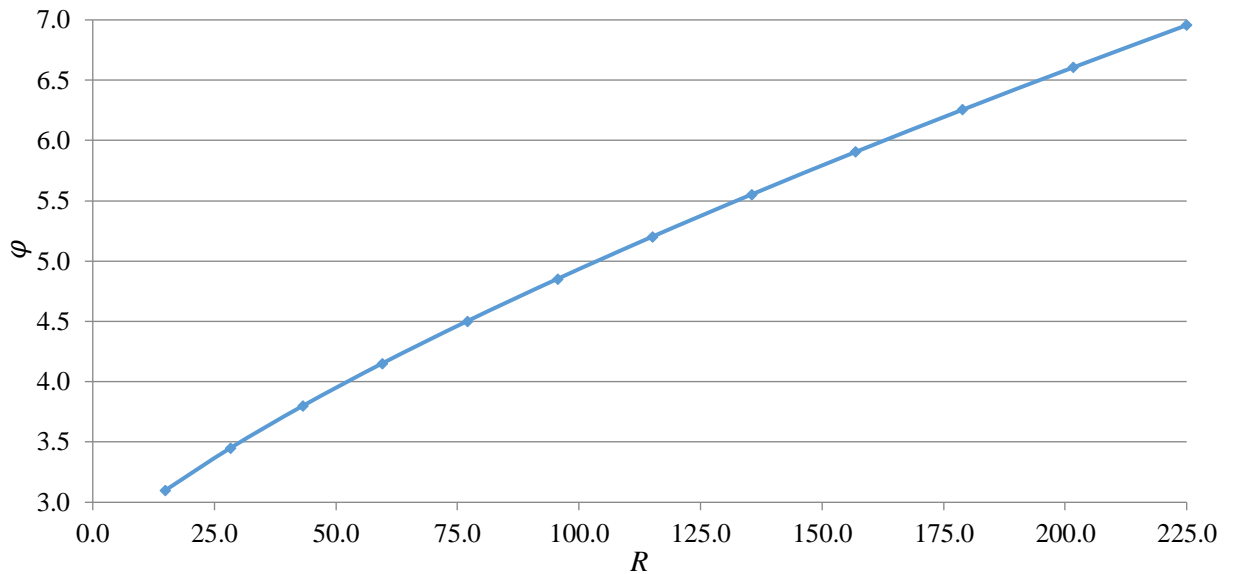


Рисунок 3.1 – Изменение наружного диаметра спиральной камеры  $R = f(\varphi)$

Необходимо получить значения, для построения плана спирали. Разбиваем угол охвата спиральной камеры, через интервалы  $15^\circ$  и находим значение  $r$ . Результаты сведены в таблицу 3.7.

Таблица 3.7 – Радиус сечений спиральной камеры

$\varphi$	0	15	30	45	60	75	90	105
$r$ , м	3,10	3,11	3,65	3,95	4,18	4,38	4,57	4,74
$\varphi$	120	135	150	165	180	195	210	225
$r$ , м	5,42	5,53	5,65	6,21	6,29	6,39	6,88	6,95

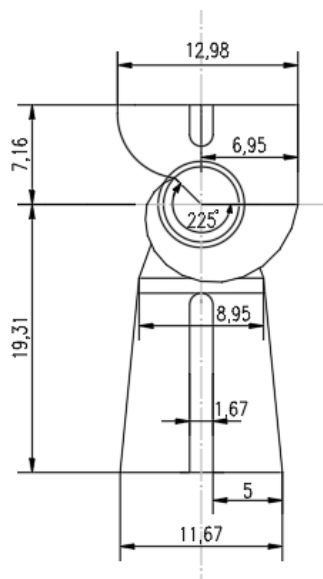


Рисунок 3.2 – Бетонная спиральная камера

### 3.5 Расчет на прочность вала гидроагрегата и подшипника гидротурбины

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

Ориентировочный расчет наружного диаметра вала:

$$D'_B \geq \left( 5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33}, \quad (3.26)$$

где  $\tau_{доп} = 30 \div 35$  МПа.

Принимаем  $\tau_{доп} = 35$  МПа, крутящий момент определим по формуле:

$$M_{кр} = 0,00974 \cdot \frac{N}{n_c} = 2,026 \text{ кН} \cdot \text{м}. \quad (3.27)$$

Расчет диаметра вала:

$$D'_B \geq \left( 5,1 \cdot \frac{2,026}{35} \right)^{0,33} = 0,67 \text{ м}.$$

Полученное значение диаметра вала округляем в большую сторону, до стандартного значения:  $D_B = 0,7$  м.

Направляющий подшипник турбины, предназначенный для восприятия радиальных нагрузок, в нашем случае целесообразно устанавливать сегментного типа на масляной смазке.

При расчете подшипника определяем его размеры и проверяем на работоспособность.

Радиальную силу на рабочем колесе определяем по эмпирической зависимости:

$$R_{рад} = 0,8 \cdot \frac{N}{(n_c \cdot D_1)} = 0,8 \cdot \frac{39000}{(187,5 \cdot 4)} = 41,6 \text{ кН}. \quad (3.28)$$

Диаметр вала под подшипником  $d_{п}$ , с учетом облицовки, принимается на 15 – 20 мм больше значения  $D_B$ .

$$d_{п} = 0,02 + D_B = 0,72 \text{ м}. \quad (3.29)$$

Определяется усилие на более загруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{рад}}{(1+2 \cos(\alpha)+2 \cos(2\alpha))} = \frac{41,6}{(1+2 \cos(45^\circ)+2 \cos(90^\circ))} = 17,23 \text{ кН}. \quad (3.30)$$

где  $\alpha$  – центральный угол расположения сегментов, находится по формуле:

$$\alpha = \frac{360^\circ}{Z_{\text{сегм}}} = \frac{360}{8} = 45^\circ. \quad (3.31)$$

Удельная нагрузка на сегмент рассчитывается по формуле:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{l_{\text{сегм}} \cdot h_{\text{п}}} \leq [p_{\text{уд}}], \text{ (кПа)}. \quad (3.32)$$

где  $l_{\text{сегм}}$  – длина сегмента в окружном направлении.

$$l_{\text{сегм}} = (0,85 - 0,90) \cdot \pi \cdot \frac{d_{\text{п}}}{Z_{\text{сегм}}} = 0,24 \text{ м}. \quad (3.33)$$

Для сегментного подшипника удельное давление равно:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{l_{\text{сегм}} \cdot h_{\text{п}}} = \frac{41,6}{0,24 \cdot 0,3} = 577,78 \text{ кПа}.$$

Для сегментных подшипников, экспериментально получаем, что допускаемое удельное давление  $[p_{\text{уд}}]$  находится по формуле:

$$[p_{\text{уд}}] = 50 \cdot U = 50 \cdot 14,13 = 706,5 \text{ кПа}, \quad (3.34)$$

где

$$U = \frac{\pi \cdot n_c \cdot d_{\text{п}}}{30} = 14,13 \text{ м/сек}. \quad (3.35)$$

$$p_{\text{уд}} \leq [p_{\text{уд}}] - \text{условие выполняется.}$$

### 3.6 Выбор МНУ и электрогидравлического регулятора

#### 3.6.1 Выбор типа и габаритных размеров МНУ

Наиболее крупными элементами по габаритам системы регулирования гидротурбин является маслonaпорная установка (МНУ), размещение которой должно быть предусмотрено при проектировании строительной части здания ГЭС.

Габаритные размеры МНУ определяются объёмом маслoвоздушного котла, зависящего от суммарного объёма сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ.

По нанограмме Я.Л. Духовного и Л.М. Шифрина определяется тип маслonaпорной установки:

МНУ 4/1 – 40-4-2.

Маслонапорная установка с гидроаккумулятором, вместимостью 4 м<sup>3</sup>, состоящая из одного сосуда на давление 4 МПа (40 кгс/см<sup>2</sup>), с маслонасосным агрегатом ГА 4/1– 40, имеющим сливной бак вместимостью 4 м<sup>3</sup> с 2 насосами.

### **3.6.2 Выбор электрогидравлического регулятора**

Так как турбина ПЛ, то выбираем ЭГРК (для ГА с двумя регулирующими органами и комбинатором). Диаметр главного золотника 100 мм. Выбранный регулятор ЭГРК -2И1-100-4.

## 4 Электрическая часть

### 4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС

Выбор главной электрической схемы Юдомской ГЭС является ответственным этапом проектирования электрических станций, так как от этого зависит надежность работы электроустановок, их экономичность, оперативная гибкость, удобство эксплуатации, безопасность обслуживания и возможность дальнейшего расширения.

В энергосистеме Республики Саха присутствуют в основном подстанции 220 кВ, 110 кВ. По карте – схеме размещения линий электропередачи подстанций было определено, что ближайшей является ПС «Солнечная» 110 кВ с расстоянием 78 км.

Используются схемы как с простыми блоками, в которых каждому генератору соответствует повышающий трансформатор, так и с укрупненными (объединенными) блоками. На генераторном напряжении выполняются ответвления для питания собственных нужд. Тип схемы зависит от числа и мощности гидроагрегатов.

Для рассмотрения принимаются две схемы: с одиночными блоками и укрупненными (объединенными) блоками, представленные на рисунке 4.1.

Схема собственных нужд ГЭС должна выбираться с учетом обеспечения её надежности в нормальных, ремонтных и аварийных режимах.

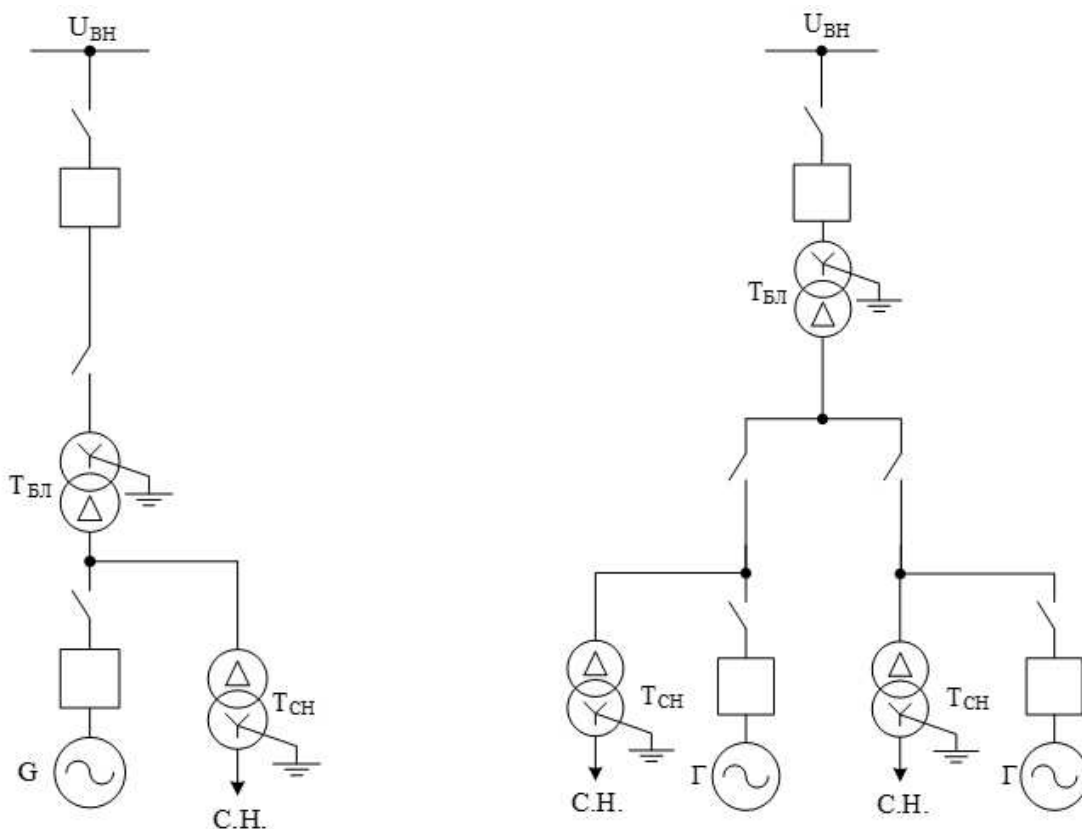


Рисунок 4.1 – Схема с одиночными и укрупненными блоками



## 4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

### 4.2.1 Выбор синхронных гидрогенераторов

По исходным данным выбирается синхронный гидрогенератор ВГС 650/130-32 производства ОАО "Силовые машины". Каталожные данные генератора ВГС 650/130-32 представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Каталожные данные генератора ВГС 650/130-32

Номинальная мощность, МВ·А		$U_{Г\text{ ном}}, \text{кВ}$	$\cos \varphi_{Г}, \text{о.е.}$	$\eta$	Индуктивные сопротивления		
МВт	$S_{Г\text{ ном}}$				$P_{Г\text{ ном}}$	$x_d''$	$x_d'$
		10,5	0,8	97	0,19	0,3	1,1

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

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.

Расчетная мощность блочного трансформатора:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{Г\text{ ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi_{Г}} = \frac{40 - 40 \cdot 0,01}{0,8} = 49,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.1)$$

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

По каталогу ООО «Гольяттинский трансформатор» выбираются трансформаторы ТДЦ-63000/110-У1. Каталожные данные представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ 63000/110–У1

$S_{\text{ном}}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	$U_H, \text{кВ}$		$U_k, \%$	$\Delta P_k, \text{кВт}$	$\Delta P_{xx}, \text{кВт}$	$I_x, \%$
	$U_{BH}$	$U_{HH}$				
63	121	10,5	10,5	245	35	0,2

Потери электрической энергии оцениваются методом времени максимальных потерь, используя значения максимальных нагрузок  $T_{\text{max}}$  и время максимальных потерь  $\tau$ .

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

Время работы блока в течение года:

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

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

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

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

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

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{т}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,035 \cdot 8729 = 305,52 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.4)$$

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

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{т}}} \cdot \left( \frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{т ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,245}{1} \cdot \left( \frac{49,5}{63} \right)^2 \cdot 2405 = 363,75 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (4.5)$$

Величина издержек на потери электрической энергии трансформатора:

$$И = \beta_1 \cdot \Delta W_{\text{хх}} + \beta_2 \cdot \Delta W_{\text{н}}, \quad (4.6)$$

где  $\beta_1 = 0,6 \cdot 10^{-2}$  – тарифная ставка в режиме холостого хода;

$\beta_2 = 0,9 \cdot 10^{-2}$  – тарифная ставка в режиме короткого замыкания.

$$И = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 305,52 + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 363,75 = 5,11 \text{ тыс. руб/год.}$$

Для трёх одиночных блоков:

$$И_{\text{пот}} = n \cdot И = 3 \cdot 5,11 = 15,33 \text{ тыс. руб/год.}$$

### 4.2.3 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком (объединенный блок)

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

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{(P_{\text{г ном}} - P_{\text{с.н.}})}{\cos \varphi_{\text{Г}}} = 2 \cdot \frac{(40 - 40 \cdot 0,01)}{0,8} = 99 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.7)$$

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

По каталогу ООО «Гольяттинский трансформатор» выбираются трансформаторы ТДЦ-100000/110-У1. Каталожные данные представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ 100000/110–У1

$S_{ном}$ , МВ·А	$U_H$ , кВ		$U_k$ , %	$\Delta P_k$ , кВт	$\Delta P_{xx}$ , кВт	$I_x$ , %
	$U_{BH}$	$U_{HH}$				
100	121	10,5	10,5	350	60	0,35

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{xx} = n_T \cdot \Delta P_{xx} \cdot t_{раб} = 1 \cdot 0,06 \cdot 8729 = 523,74 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (4.8)$$

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_k}{n_T} \cdot \left( \frac{S_{расч}}{S_{T ном}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,350}{1} \cdot \left( \frac{99}{100} \right)^2 \cdot 2405 = 824,99 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (4.9)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного объединенного блока и одного одиночного блока:

$$И = \beta_1 \cdot \Delta W_{xx} + \beta_2 \cdot \Delta W_H,$$

где  $\beta_1 = 0,6 \cdot 10^{-2}$  – тарифная ставка в режиме холостого хода;

$\beta_2 = 0,9 \cdot 10^{-2}$  – тарифная ставка в режиме короткого замыкания.

$$И = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 523,74 + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 824,99 = 10,57 \text{ тыс. руб/год.}$$

Для одного укрупненного блока и одного одиночного блока:

$$И_{пот} = 1 \cdot 10,57 + 1 \cdot 5,11 = 15,68 \text{ тыс. руб/год.}$$

#### 4.2.4 Выбор трансформаторов собственных нужд

Для рассматриваемых схем выбираем одинаковые трансформаторы собственных нужд, так как количество и мощность трансформаторов одинакова в обеих схемах.

Согласно СТО, в распределительной сети собственных нужд, а также выпрямительные трансформаторы рекомендуется применять с сухой изоляцией.

Доля мощности используемой собственными нуждами станциями составляет 1% от  $S_{Г ном}$ .

$$S_{с.н.} = 0,01 \cdot \frac{P_{ном}}{\cos \varphi} = \frac{0,01 \cdot 120}{0,8} = 1,5 \text{ МВ} \cdot \text{А.} \quad (4.10)$$

По каталогу «Электромашиностроительный завод» выбираем трансформатор ТСЗ-1600/10/0,4. Каталожные данные представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Данные трансформатора ТСЗ-1600/10/0,4

$S_{ном}$ , МВ·А	$U_H$ , кВ		$U_k$ , %	$\Delta P_k$ , кВт	$\Delta P_{xx}$ , кВт	$I_x$ , %
	$U_{BH}$	$U_{HH}$				
1,6	10	0,4	6,3	18	3,3	0,35

Так как генераторное напряжение  $U_H = 10,5$  кВ, тогда выбор трансформатора собственных нужд распространяется на общестанционные и общеагрегатные нужды.

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

Суммарная мощность, выдаваемая с РУ в энергосистему:

$$S_{\Sigma} = \frac{P_{уст.ст} - P_{сн}}{\cos\varphi} = \frac{120 - 1,2}{0,8} = 148,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.11)$$

Число отходящих линий 110 кВ:

$$n_{л} = \frac{P_{уст.ст} - P_{сн}}{k \cdot P_{нат} / \cos\varphi} + 1 = \frac{148,5}{(1,4 \cdot 30 / 0,8)} + 1 = 3,83 = 4 \text{ шт}, \quad (4.12)$$

где  $k = 1,4$  – коэффициент приведения натуральной мощности ЛЭП;

$P_{нат} = 30$  – передаваемая мощность класса напряжения 110 кВ.

Принимается число ВЛ 110 кВ равным  $n_{л} = 4$ .

$$I_{раб} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{148,5}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 194,8 \text{ А}. \quad (4.13)$$

Расчётный ток ВЛ 110 кВ:

$$I_{расч} = \alpha_T \cdot \alpha_i \cdot I_{раб} = 1,05 \cdot 1,0 \cdot 194,8 = 204,5 \text{ А}, \quad (4.14)$$

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

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

Определение сечения провода:

$$F = \frac{I_{\text{расч}}}{j} = \frac{204,5}{1,1} = 185,91 \text{ мм}^2, \quad (4.15)$$

где  $j = 1,1 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}$  – плотность тока.

По величине расчётного тока и сечения провода, для линии напряжением  $U = 110 \text{ кВ}$  выбираем провод марки АС–240/32.

Допустимый продолжительный ток провода марки АС–240/32 составляет  $I_{\text{доп}} = 605 \text{ А}$ . Параметры провода приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Параметры провода марки АС–240/32

$S, \text{ мм}^2$	$R_{\text{уд}}, \text{ Ом/км}$	$X_{\text{уд}}, \text{ Ом/км}$	$b_{\text{уд}}, \text{ См/км}$	Количество проводов на фазу
240/32	0,118	0,435	$2,604 \cdot 10^{-6}$	1

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{148,5}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 259,8 \text{ А}. \quad (4.16)$$

$I_{\text{доп}} > I_{\text{п.ав}}$ ,  $605 \text{ А} > 259,8 \text{ А}$  – условие выполняется, следовательно, выбранный провод удовлетворяет условию нагрева.

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

В рассматриваемых схемах различается количество силовых трансформаторов, трансформаторов собственных нужд и ячейки распределительного устройства высшего напряжения. Поэтому капиталовложения оцениваются по формуле:

Капитальные вложения:

$$K = n \cdot K_{\text{Т}} + m \cdot K_{\text{Т.с.н.}} + t \cdot K_{\text{круз}}, \quad (4.17)$$

где  $K_{\text{Т}}$  – стоимость силового трансформаторов;

$K_{\text{Т.с.н.}}$  – стоимость трансформатора собственных нужд;

$K_{\text{круз}}$  – стоимость ячейки КРУЭ;

$n$  – число силовых трансформаторов;

$m$  – число трансформатора собственных нужд;

$t$  – число ячеек КРУЭ.

Полные приведенные затраты:

$$Z_1 = E_n \cdot K_i + И, \quad (4.18)$$

где  $E_n = 0,15$  – нормативный коэффициент;

$K_i$  – капитальные затраты;

$И$  – издержки.

Технико–экономический расчет для одиночного блока:

$$K = 3 \cdot 24 \cdot 10^6 + 3 \cdot 1,2 \cdot 10^6 + 8 \cdot 8 \cdot 10^6 = 147,6 \text{ млн. руб.},$$

$$Z_{i1} = E_n \cdot K_i + И = 0,15 \cdot 139,6 \cdot 10^6 + 15330 = 22,1 \text{ млн. руб.}$$

Технико–экономический расчет для укрупненного блока:

$$K = 2 \cdot 41,5 \cdot 10^6 + 3 \cdot 1,2 \cdot 10^6 + 8 \cdot 8 \cdot 10^6 = 150,6 \text{ млн. руб.},$$

$$Z_{i2} = E_n \cdot K_i + И = 0,15 \cdot 150,6 \cdot 10^6 + 15680 = 22,6 \text{ млн. руб.},$$

$$\Delta = \frac{Z_{i1} - Z_{i2}}{Z_{i1}} = \frac{22,1 - 22,6}{22,1} = 2,26 < 5. \quad (4.19)$$

По результату расчетов, видно, что предложенные варианты отличаются, менее чем на 5% и поэтому являются экономически равноценными, окончательно выбираем вариант с одиночными блоками.

По надежности, схема с одиночными блоками является приемлемой. Согласно СТО «РусГидро» – главная электрическая схема должна обеспечивать возможность и безопасность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на электрооборудовании РУ.

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

Условия выбора схемы РУ:

1. Напряжение передачи – 110 кВ;
2. Число присоединений РУ – 110 кВ: 8 (4 ЛЭП 110 кВ, 3 единичных блоков генератор – трансформатор, 1 резерв).

При данном числе присоединений для данного класса напряжения РУ, выбираем вариант с двумя рабочими, обходной системой шин. Выбранная схема, представлена на рисунке 4.2.

Основные требования, предъявляемые к схемам РУ, заключаются в обеспечении качества функционирования ПС: надежности, экономичности, простоте, возможности безопасного обслуживания.

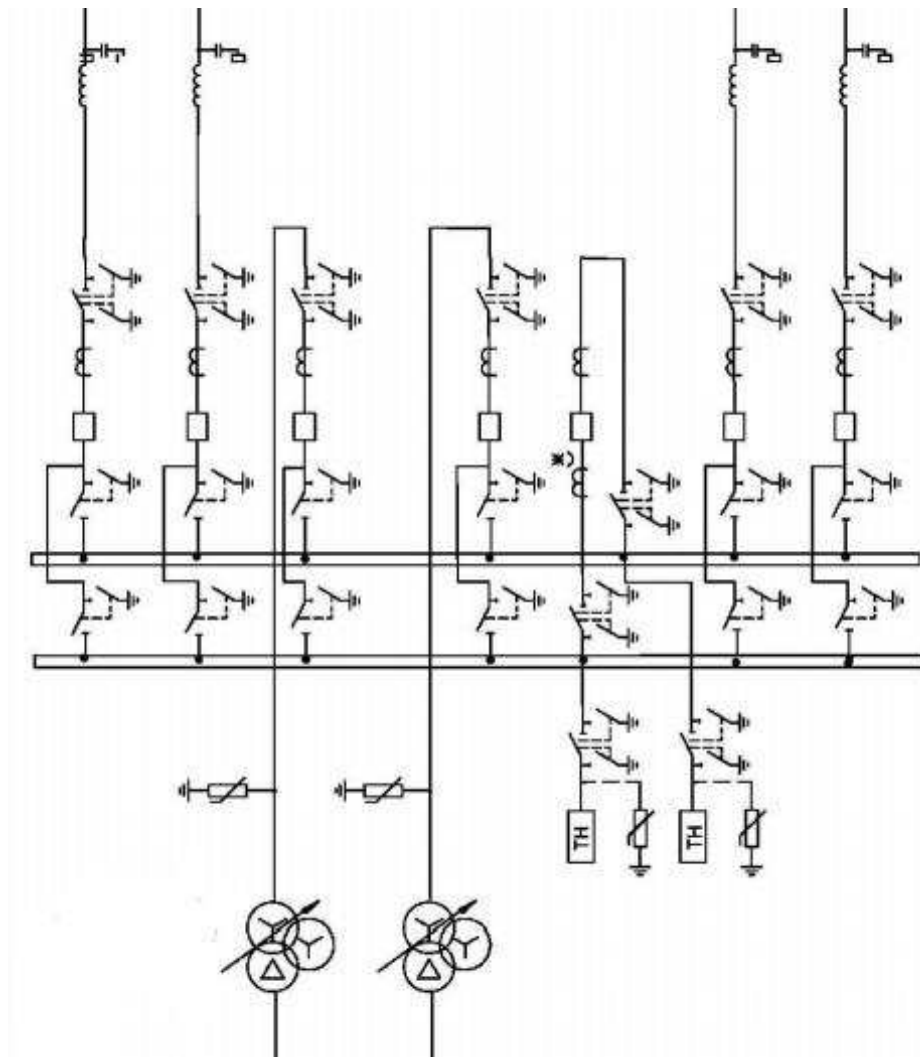


Рисунок 4.2 – Схема РУВН 110 кВ: 2Ш с ШСВ

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

### 4.6.1 Расчет исходных данных

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах:

Синхронные генераторы:

$$x_{\Gamma} = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,19 \cdot \frac{10,5^2}{49,5} = 0,42 \text{ Ом.} \quad (4.20)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{\Gamma} = E_*'' \cdot U_{\text{Г}} = 1,13 \cdot 10,5 = 11,865 \text{ кВ.} \quad (4.21)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_T = \frac{U_k \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{10,5 \cdot 121^2}{100 \cdot 63} = 24,4 \text{ Ом.} \quad (4.22)$$

Система:

$$x_c = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{кз}}} = \frac{110^2}{150} = 80,67 \text{ Ом.} \quad (4.23)$$

Линии связи 110 кВ с энергосистемой:

$$x_L = x_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,435 \cdot 78 = 33,93 \text{ Ом.} \quad (4.24)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_c = E_{*c} \cdot U_{б1} = 1,0 \cdot 115 = 115 \text{ кВ.} \quad (4.25)$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_T = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{10,5}{121} = 0,087. \quad (4.26)$$

Определим активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

$$r_T = \frac{x_T}{T_{a,T} \cdot \omega} = \frac{0,47}{0,045 \cdot 314} = 0,033 \text{ Ом,} \quad (4.27)$$

$$r_c = \frac{x_c}{T_{a,c} \cdot \omega} = \frac{80,67}{0,035 \cdot 314} = 7,34 \text{ Ом,} \quad (4.28)$$

$$r_L = r_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,118 \cdot 78 = 9,2 \text{ Ом,} \quad (4.29)$$

$$r_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_6^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = \frac{0,245 \cdot 115^2}{63^2} = 0,82 \text{ Ом.} \quad (4.30)$$

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

Вносим ранее рассчитанные параметры схемы замещения в программный комплекс RastrWin3. Полученные результаты расчетов представлены в таблицах.

На рисунке 4.3 представлены исходные данные по узлам. На рисунке 4.4 представлены исходные данные по ветвям. На рисунке 4.5 представлены



исходные данные по генераторам. Все исходные данные из таблиц программы RastrWin3, необходимы для расчета.

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном	G_ш	B_ш	g0	b0
1	<input type="checkbox"/>			у	1	Генератор - 1		10				
2	<input type="checkbox"/>			у	2	Генератор - 2		10				
3	<input type="checkbox"/>			у	3	Генератор - 3		10				
4	<input type="checkbox"/>			у	4	Блок - 1		10				
5	<input type="checkbox"/>			у	5	Блок - 2		10				
6	<input type="checkbox"/>			у	6	Блок - 3		10				
7	<input type="checkbox"/>			у	7	КРУЭ		110				
8	<input type="checkbox"/>			у	8	Система		110				

Рисунок 4.3 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	Кт/л	Кт/г
1	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	1	4		Генератор - 1 - Блок - 1						
2	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	2	5		Генератор - 2 - Блок - 2						
3	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	3	6		Генератор - 3 - Блок - 3						
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	4	7		Блок - 1 - КРУЭ	0,82	24,40				0,087
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	5	7		Блок - 2 - КРУЭ	0,82	24,40				0,087
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	6	7		Блок - 3 - КРУЭ	0,82	24,40				0,087
7	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	7	8		КРУЭ - Система	9,20	33,93				

Рисунок 4.4 – Исходные данные по ветвям

	S	s0	N agr	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1			1	Генератор - 1	1	0,033	0,420	0,033	0,42	0,033	0,42	11,865
2			2	Генератор - 2	2	0,033	0,420	0,033	0,42	0,033	0,42	11,865
3			3	Генератор - 3	3	0,033	0,420	0,033	0,42	0,033	0,42	11,865
4			4	Система	8	7,340	80,670	7,340	80,67	7,340	80,67	115,000

Рисунок 4.5 – Исходные данные по генераторам

Результаты расчетов токов однофазного и трехфазного короткого замыкания, представлены на рисунках 4.6, 4.7, 4.8 и занесены в таблицу 4.6.

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1
1		1	1	3ф	7			10,0818	-87,68

Рисунок 4.6 – Результат расчета токов трехфазного КЗ

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1	r1	x1	I 2	dI 2	r2	x2	I 0	dI 0
1	1	1	1	1ф	7			4,9985	-87,66			4,9985	-87,66			4,9985	-87,66

Рисунок 4.7 – Результат расчета токов однофазного КЗ

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1
1	1	1	1	3ф	1			16,4625	-85,53

Рисунок 4.8 – Результат расчета токов трехфазного КЗ

Таблица 4.6 – Результаты расчетов КЗ

Вид несимметрии	Тип КЗ	$I_{п}, \text{кА}$	$i_y, \text{кА}$
Трехфазное	1	16,46	25,61
Однофазное	7	14,99	23,33
Трехфазное	7	10,08	15,68

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

При выборе токоведущих частей необходимо обеспечить выполнение требования термической стойкости аппаратов и проводников.

Для присоединений генераторов наибольший расчетный ток определяется при работе с номинальной мощностью и сниженном на 5% напряжении:

$$I_{Г,раб.мах} = 1,05 \cdot \frac{S_{Г,НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Г,НОМ}} = 2,886 \text{ кА}, \quad (4.31)$$

где  $S_{Г,НОМ}$  – полная номинальная мощность генератора;

$U_{Г,НОМ}$  – номинальное напряжение генератора.

Рабочий ток присоединений одиночных силовых трансформаторов, определяется рабочим током генератора:

$$I_{тр-ра} = \frac{S_{Г,НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т,НОМ(-5\%)}} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 95} = 382,87 \text{ А}. \quad (4.32)$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 110 кВ:

$$I_{раб.мах} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{148,5}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 194,86 \text{ А}. \quad (4.33)$$

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

$$I_{\text{раб.утж}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{148,5}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 259,81 \text{ А.} \quad (4.34)$$

#### 4.8 Выбор и проверка электротехнического оборудования

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

При выборе разъединителей и выключателей, необходимо чтобы соблюдались 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 каталог производителя ОАО ВО «Электроаппарат» для генераторного напряжения выбираем элегазовый выключатель ВГГ–15–50/6300 и разъединитель РВРЗ–10/3000 УХЛ2. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГГ–15–50/6300	Разъединитель РВРЗ–10/3000 УХЛ2
$U_{\text{сети ном}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 15 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{г.раб}} = 2886 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 6300 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3000 \text{ А}$
$I_{\text{н0}} = 16,46 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.откл}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 50 \text{ кА}$
$i_{\text{г}} = 25,61 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 130 \text{ кА}$	$i_{\text{эл.ст}} = 125 \text{ кА}$
		$t_{\text{откл}} = 3 \text{ с.}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{н0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 16,46^2 \cdot (0,08 + 0,01) =$ $= 24,38 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$ $= 130^2 \cdot 3 = 50700 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

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

Таблица 4.8 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

Оборудование	Средства связи	Наименование оборудования	Потребляемая мощность
Статор			
Анализатор сети	RS-485	АПКЭ-1	8
Анализатор сети	RS-485	АПКЭ-1	8
Ротор			
Синхронизатор	RS-485	АС-МЗ(АСУ ВЭИ)	15
			$\Sigma = 31 \text{ В} \cdot \text{А}$

Выбран, производимый российской компанией ООО «АСУ-ВЭИ», микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС-МЗ. АС-МЗ предназначен для эксплуатации в атмосфере, соответствующей группе П по ГОСТ 15150.

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

Прибор автоматически контролирует основные показатели качества электроэнергии и сопоставляет с нормативными значениями (в соответствии с ГОСТ 13109-97), что позволяет отслеживать отклонения от нормативных параметров, а следовательно – предотвращать аварийные ситуации и существенно сократить эксплуатационные расходы на ремонт оборудования, обеспечив его работоспособность, надежность и долговечность.

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

Выбираем трансформатор тока ТШЛ-СВЭЛ-10 производитель АО «Свэл». Проверка трансформатора тока ТШЛ-СВЭЛ-10 представлена в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Проверка трансформатора тока ТШЛ-10

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\Gamma.\text{раб}} = 2886 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$

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

Таблица 4.10 – Выбор и проверка трансформатора напряжения

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

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

#### 4.10 Выбор параметров КРУЭ

Было выбрано КРУЭ серии ЯГТ–110 производства Основными элементами являются: выключатели, разъединители, измерительные устройства тока и напряжения, ограничители перенапряжения, которые находятся в заземленном металлическом корпусе, заполненном элегазом. Паспортные данные ЯГТ–110 представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Паспортные данные КРУЭ ЯГТ–110

Параметры	Расчетные данные	ЯГТ–110
$U_{ном}, \text{кВ}$	110	126
$I_{раб,мах}, \text{А}$	194,86	3150
$I_{но}, \text{кА}$	16,46	50
$i_y, \text{кА}$	25,61	125

#### 4.11 Выбор вспомогательного оборудования

Трансформаторы должны со всех сторон защищаться ограничителями перенапряжения. В цепи КРУЭ 110 кВ выбран ОПН-П-110 УХЛ1, производителя ЗАО «ЗЭТО».

Выбираем дизель-генераторное устройство «Камминс – 200 кВт».

## 5 Релейная защита и автоматика

Силовое электрооборудование электростанций, подстанций и электрических сетей должно быть защищено от коротких замыканий, замыканий на землю и прочих нарушений нормальных режимов работы устройствами релейной защиты, автоматическими выключателями, оснащено устройствами электроавтоматики, устройствами противоаварийной автоматики и устройствами регулирования.

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

### 5.1 Перечень защит основного оборудования

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

#### 1) На главном генераторе ВГС 650/130-32:

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

#### 2) На силовом трансформаторе блока ТДЦ-63000/110-У1:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Газовая защита (от внутренних повреждений);
- Защита от потери охлаждения (потеря питания или поломка маслонасоса и вентилятора системы охлаждения трансформатора);
- Токовая защита обратной последовательности (от внешних несимметричных КЗ и перегрузок);
- МТЗ с пуском минимального напряжения (для защиты от внешних симметричных КЗ);
- Защита от однофазных коротких замыканий на землю в сети 110 кВ;
- Контроль изоляции сети 10,5 кВ;
- Защита от перегрузки (резервная защита).

### 3) На линиях электропередачи 110 кВ:

1) Основные защиты:

– Дифференциально-фазная высокочастотная защита (от всех видов КЗ).

2) Резервные защиты:

– 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 110 кВ предусматривается УРОВ 110 кВ.

### 4) Защиты трансформаторов собственных нужд ГЭС:

– Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;

– Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению;

– Защита от перегрузки;

– Реле тока охлаждения.

## 5.2 Продольная дифференциальная защита генератора

Продольная дифференциальная защита – основная быстродействующая, чувствительная защита 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:  $I_{Г.НОМ} = 2750$  А.

Коэффициент трансформации трансформаторов тока:  $K_{ТТ} = 3000/5$ .

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

$$I_{НБ(Н)} = K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_H = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 2750 = 137,5 \text{ А}, \quad (5.1)$$

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

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

Уставка выбирается из условия:

$$I_{СР.0} \geq K_H \cdot I_{НБ(Н)} = K_H \cdot K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_H = 0,1 \cdot I_H, \quad (5.2)$$

где  $K_H = 2$  – коэффициент надежности.

Принимаем уставку:  $I_{СР.0} = (0,15 \div 0,2) \cdot I_H = 0,15 \cdot I_H$ .

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 через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трехфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения:

$$I_{\text{макс}} = \frac{E''_r}{x''_d} \cdot I_H = \frac{1,13}{0,19} \cdot 2750 = 16355,26 \text{ А}, \quad (5.3)$$

где  $E''_r = 1,13$  – сверхпереходное ЭДС генератора;

$x''_d = 0,19$  – сверхпереходное сопротивление генератора.

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot I_{\text{макс}}, \quad (5.4)$$

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

Таким образом, максимальный ток небаланса равен по (5.4):

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 16355,26 = 1635,53 \text{ А}.$$

Коэффициент торможения определяется по формуле:

$$K_T > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_H}{I_T}, \quad (5.5)$$

где  $K_H = 2$  – коэффициент надежности;

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

$$K_T > \frac{1635,53 \cdot 2}{16355,26},$$

$$K_T > 0,2.$$

Принимаем значение уставки  $K_T = 0,3$ .

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

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{\text{СР.0}}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} \cdot I_H = 0,5 \cdot I_H. \quad (5.6)$$

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

$$B \geq \frac{I_{\text{СР.0}}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} \cdot I_H = 0,5 \cdot I_H. \quad (5.7)$$



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

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

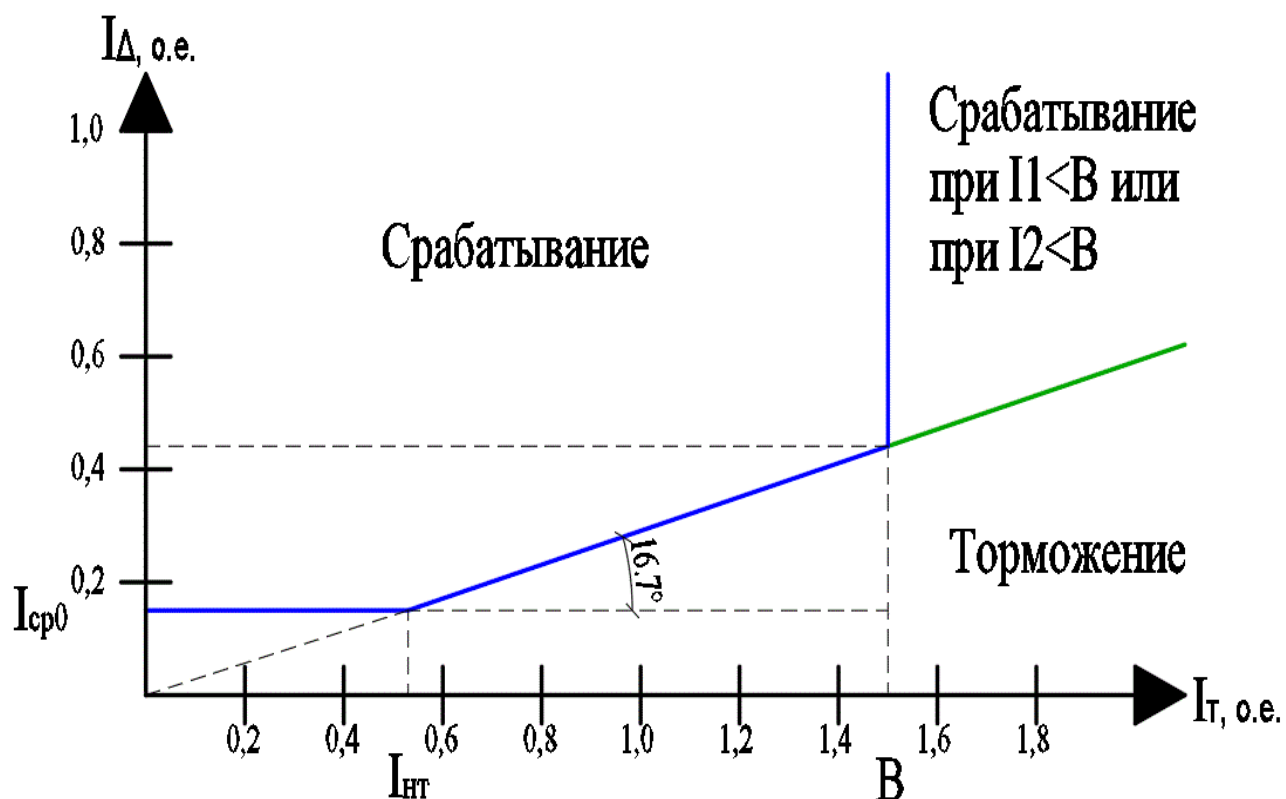


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

### 5.3 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 выполняется с помощью двух органов напряжения:

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

Напряжение срабатывания органа основной гармоники выбирается из условия отстройки от действующего значения напряжения нулевой

последовательности основной частоты обусловленного электростатической индукцией силового трансформатора блока ( $U_{0 \text{эл.ст.}}$ ) при коротком замыкании 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.

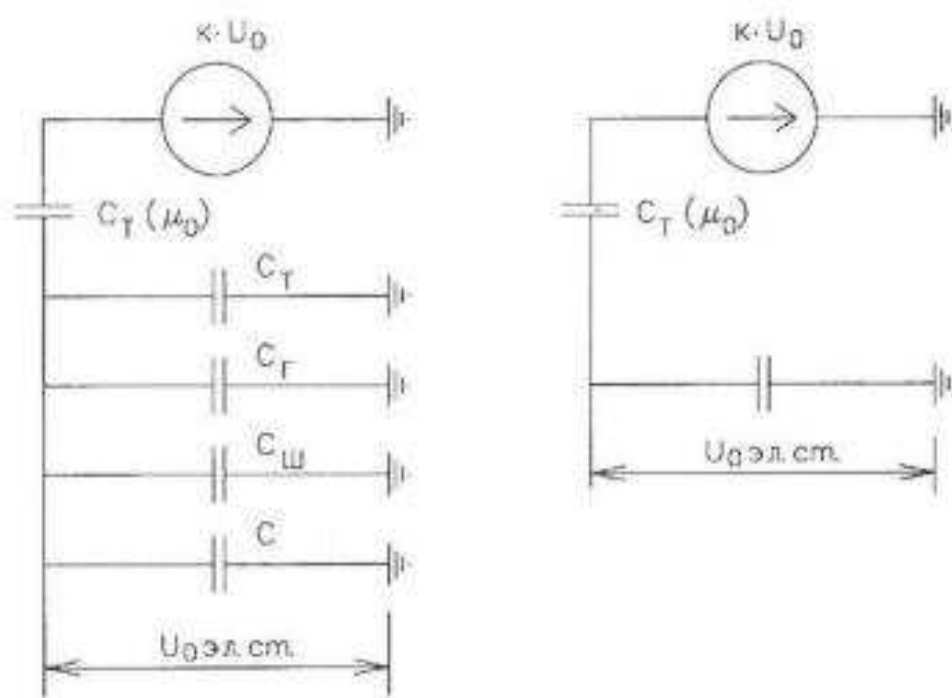


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

где  $C_T = 0,7 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$  – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю (принимается по таблице 5.4);

$C_T = 0,0073 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$  – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;

$C_{\text{Ш}} = 0,008 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$  – емкость шинпровода по отношению к земле;

$C_{\text{ВГ}} = 0,25 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$  – емкость генераторного выключателя.

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_T + C_{\text{Ш}} + C_{\text{ВГ}}, \quad (5.8)$$

$$C_{\Sigma} = 0,0073 + 0,7 + 0,008 + 0,25 = 0,9653 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$$

$$U_{0 \text{ эл.ст.}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_\Sigma}, \quad (5.9)$$

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

$C_T(\mu_0)$  – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора,  $C_T(\mu_0) = 0,01 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$ ;

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{НОМ.ВН}}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{121}{\sqrt{3}} = 23,29 \text{ кВ.} \quad (5.10)$$

Суммарный емкостной ток сети генераторного напряжения:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{\text{Л}} \cdot \omega \cdot C_\Sigma, \quad (5.11)$$

$$I_C = 1,73 \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 314 \cdot 0,9653 \cdot 10^{-6} = 5,51 \text{ А.}$$

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканиях на стороне 110 кВ определяется по формуле (5.9):

$$U_{0 \text{ эл.ст.}} = 0,5 \cdot 23290 \cdot \frac{0,01}{0,01 + 0,9653} = 119,4 \text{ В.}$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \cdot \frac{1}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ эл.ст.}}, \quad (5.12)$$

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{1 \cdot 119,4}{\frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}},$$

$$U_{\text{СР}} \geq 1,04.$$

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

$n_{\text{ТН}} = \frac{100}{3}$  – 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.

В связи с этим принимаются 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 – это орган  $U_{03}$ , реагирующий на соотношение напряжения третьей гармоники и напряжения в нейтрали на выводах генератора. Данный орган защищает около 30 % витков обмотки статора со стороны нейтрали.

Уставка для органа  $U_{03}$  выбирается по коэффициенту торможения  $K_T$  от 1 до 3.

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

$$X = \frac{1}{K_T + 2}. \quad (5.13)$$

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 Защита от повышения напряжения ( $U_1 >$ ), ( $U_2 >$ )

1) Уставка защиты  $U_2 >$  выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 10500}{\frac{10500}{100}} = 140 \text{ В}. \quad (5.14)$$

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

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

Уставка  $U_1 >$  рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 10500}{\frac{10500}{100}} = 120 \text{ В}. \quad (5.15)$$

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора и на стороне 110 кВ принимается минимальной и равной  $0,09 \cdot I_H$ .

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

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

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

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

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (5.16)$$

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:

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (5.17)$$

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

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

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

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

При этом:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{30}{700}} = 0,21. \quad (5.18)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,21}{1,2} = 0,175, \quad (5.19)$$

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

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_H. \quad (5.20)$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока, равного  $I_{*2ПУСК} = 0,175$ :

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

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

$$t_{ср} = \frac{30}{(I_{*2})^2}, \quad (5.21)$$

$$A_{ио} = 30 = I_{*2}^2 \cdot t_{ср}.$$

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

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

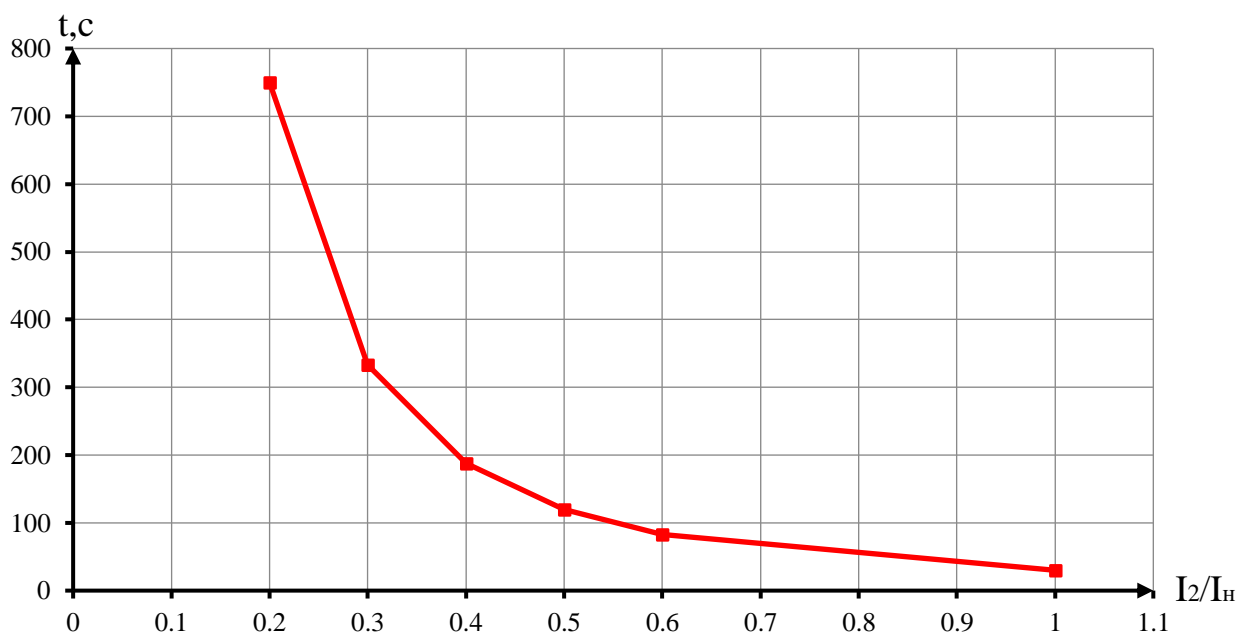


Рисунок 5.3 – Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа, время срабатывания принимаем:  $t_{мин} = 30 \text{ с}$ ,  $t_{макс} = 750 \text{ с}$ .

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» ( $I_{охл}$ ) и регулируется в диапазоне от 10 до 999 с. Этот параметр выставляется согласно указаниям завода-изготовителя ( $t_{охл} = 100$  с).

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

$$I_{2C.3}^* \leq \frac{I_{2МИН}^{(2)}}{K_{ч}} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (X_{d''ВН} + X_T + X_L)}, \quad (5.22)$$

где  $X_{d''ВН}$  – сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси;

$X_T$  – сопротивление трансформатора в относительных единицах;

$X_L$  – сопротивление линии в относительных единицах.

$$x_{L}^* = x_L \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 33,93 \cdot \frac{50}{121^2} = 0,12, \quad (5.23)$$

$$X_{d''ВН} = X_d'' \cdot \left(\frac{U_{ВН}}{U_{НН}}\right)^2 = 0,19 \cdot \left(\frac{121}{10,5}\right)^2 = 25,23, \quad (5.24)$$

$$X_T = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{50}{63} = 0,083. \quad (5.25)$$

При двухфазном коротком замыкании в конце ВЛ 110 кВ:

$$I_{2C.3} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (25,23 + 0,083 + 0,12)} = 0,01512 \text{ о. е.} \quad (5.26)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2С.З.} = I^*_{2С.З.} \cdot 2 \cdot \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = 0,01512 \cdot 2 \cdot \frac{121}{10,5} = 0,3485. \quad (5.27)$$

Принимаем уставку:  $I_{2С.З.} = 0,35$ .

По третьему условию: ток срабатывания выбирается исходя из согласования по чувствительности с резервными защитами линии. В связи с отсутствием необходимых данных принимаем уставку срабатывания по второму условию.

Отсечка действует с выдержкой времени 8,0 с на отключение ШСВ 110 кВ, с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

### 5.6 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:

$$I_{\text{СИГН}} = \frac{K_N \cdot I_N}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_N}{0,98} = 1,07 \cdot I_N, \quad (5.28)$$

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

$K_B = 0,98$  – коэффициент возврата.

Выдержка времени  $t = 0,9$  с.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{1\text{ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_N}{0,98} = 1,1 \cdot I_N. \quad (5.29)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

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

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



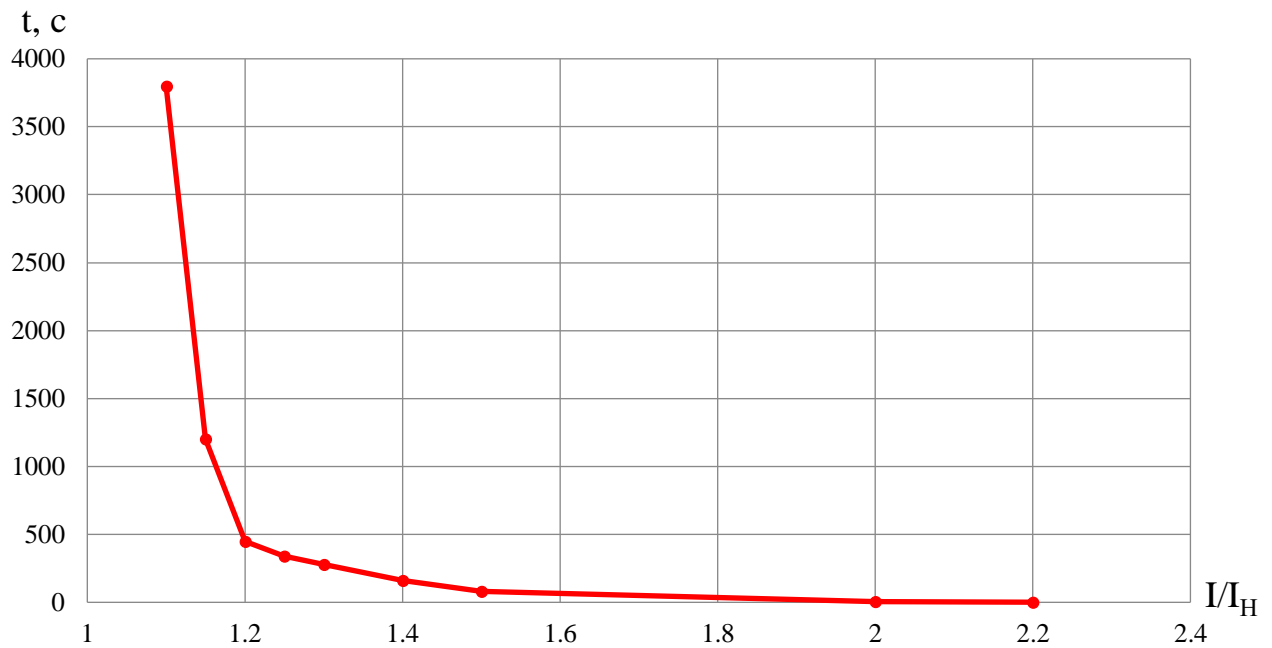


Рисунок 5.4 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок ( $I_1$ )

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:

$$I_{1\text{OTS}} = \frac{1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0,98} = 1,531 \cdot I_{\text{НОМ}}, \quad (5.30)$$

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

$$U_{\text{CP}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{НОМ}}}{K_{\text{В}} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}}{n_{\Gamma}}} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot \frac{10500}{100}} = 66,02 \text{ В}. \quad (5.31)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,0 с на отключение ШСВ 110 кВ, с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

## 5.7 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 110 кВ ГЭС одного блока.  $Z_1$ , приведенное к напряжению 110 кВ, может быть принято:

а) по согласованию с первой ступенью защит вл 110 кВ Юдомская ГЭС – ПС «Солнечный»:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 24,4 + \frac{0,8}{4} \cdot 35,16 = 26,55 \text{ Ом}, \quad (5.32)$$

где  $Z_T$  – сопротивление трансформатора приведенное к высшей стороне;

$Z'_{1Л}$  – сопротивление линии;

$K_T$  – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны.

Сопротивление трансформатора ТДЦ-63000/110-У1, приведенное к высшей стороне:

$$Z_T = \frac{U_{к\%} \cdot U_6^2}{S_{ном.т}} = \frac{0,105 \cdot 121^2}{63} = 24,4 \text{ Ом}. \quad (5.33)$$

Сопротивление линии 110 кВ:

$$Z'_{1Л} = \sqrt{x_{л}^2 + r_{л}^2} = \sqrt{33,93^2 + 9,2^2} = 35,16 \text{ Ом}. \quad (5.34)$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,105 \cdot \frac{50}{63} + \frac{0,8}{4} \cdot \frac{50}{121^2} \cdot 35,16 = 0,091. \quad (5.35)$$

$Z_1$  в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,091 \cdot 2,205 = 0,2 \text{ Ом}, \quad (5.36)$$

где  $Z_6$  – базисное сопротивление генератора.

$$Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НГ}} = \frac{10,5^2}{50} = 2,205 \text{ Ом.} \quad (5.37)$$

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{1с.3} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,2 \cdot \frac{\frac{4000}{5}}{\frac{10,5}{0,1}} = 1,52 \text{ Ом.} \quad (5.38)$$

Принимаем уставку:  $Z_{1с.3} = 1,6$ .

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:

$$Z_{НАГР} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot I_{НАГР}} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 2750} = 2,2 \text{ Ом.} \quad (5.39)$$

где  $I_{НАГР}$  - номинальный ток статора.

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

$$I_\Phi = \frac{\frac{2 \cdot I_{В.НОМ} - 0,95}{I_{В.Х.Х.}}}{x_d} = \frac{2 \cdot 1,8 - 0,95}{1,1} = 2,5 \text{ о. е.} \quad (5.40)$$

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

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

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{НАГР.Ф} = \frac{0,95 \cdot U_H}{I_\Phi} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.,} \quad (5.41)$$

$$\cos \varphi_{НАГР.Ф} = \frac{\cos \varphi_H}{0,95 \cdot I_\Phi} = \frac{0,8}{0,95 \cdot 2,5} = 0,337. \quad (5.42)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен  $\varphi_{НАГР.Ф} = 71,38^\circ$ .

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}}{K_H} = \frac{0,38}{1,1} = 0,35 \text{ о. е.}, \quad (5.43)$$

$$Z_{C3II} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_B = 0,35 \cdot \frac{10,5^2}{50} = 0,77 \text{ Ом}. \quad (5.44)$$

Значение уставки реле составляет:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{C3II} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,77 \cdot \frac{4000}{5}}{\frac{10,5}{0,1}} = 5,87 \text{ Ом}. \quad (5.45)$$

Принимаем уставку:  $Z_{II} = 5,87 \text{ Ом}$ .

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения  $Z_{CM1} = 0,03 \text{ Ом}$ ,  $Z_{CM2} = 0,1155 \text{ Ом}$ .

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

Отсечка действует с выдержкой времени 8,0 с на отключение ШСВ 110 кВ, с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение генератора и гашение полей.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

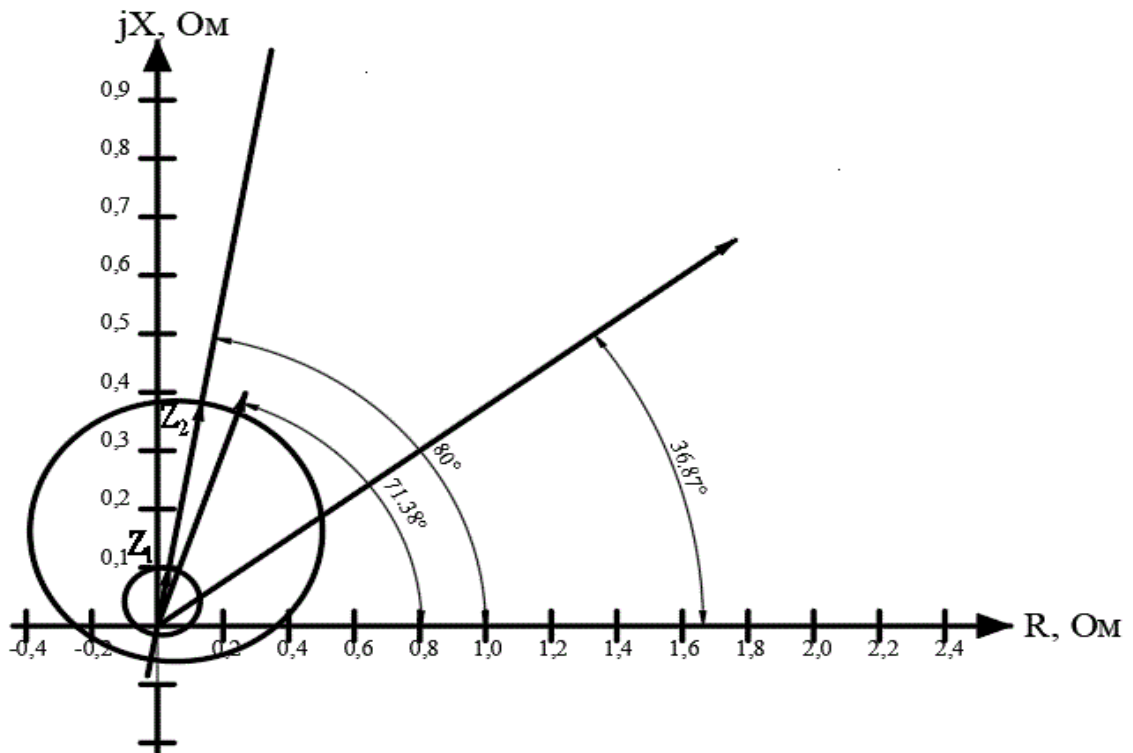


Рисунок 5.5 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

## 5.8 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

$$I_{P \text{ СИГН}} = \frac{K_H \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}. \quad (5.46)$$

где  $I_{\text{НОМ.Р}}$  – номинальный ток ротора.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{1,2 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,22 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}. \quad (5.47)$$

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

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

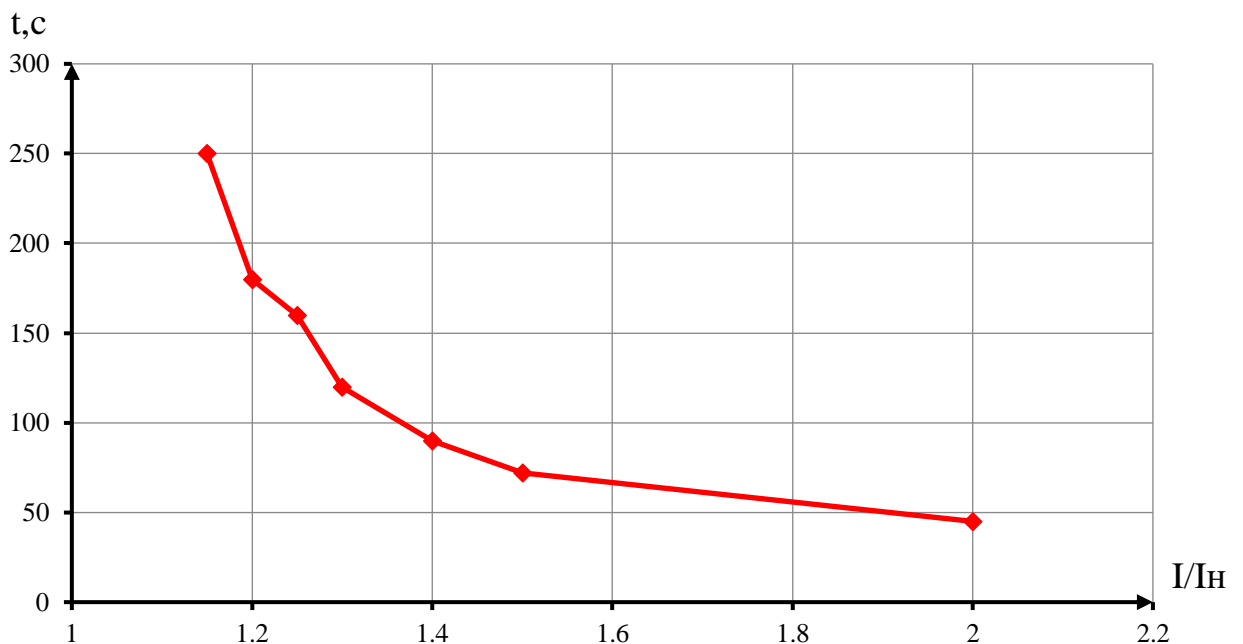


Рисунок 5.6 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{2,2 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,24 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} \quad (5.48)$$

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

### 5.9 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 средней мощности ШЭ1113 производства «ЭКРА».

ШЭ1113 имеет широкий спектр функциональных возможностей для защиты синхронных генераторов от повреждений в зоне действия защиты, а также для защиты от аварийных условий во внешних системах.

### 5.10 Таблица уставок и матрица отключений защит

Уставки защит представлены в таблице 5.1, матрицы отключения приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.1 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Дифф. Защита продольная	$I_{\Delta G}$	Ток срабатывания, $I_{\text{ср.0}}$	$0,15 \cdot I_{\text{H}}$	0,69 А	
		Коэффициент торможения, $K_{\text{T}}$	0,3	-	
		Уставка начального торможения, $I_{\text{HT}}$	$0,5 \cdot I_{\text{H}}$	2,29 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_{\text{H}}$	6,87 А	
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$	$U_{01G}$	-	5 В
		$t_2$	$U_{0G}$	-	15 В
	$U_{03}$	Коэффициент торможения, $K_{\text{T}}$	1,1	-	

Продолжение таблицы 5.1

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
ЗПН	$U >$	2 ступень	$U_{CP2}$	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	$U_{CP1}$	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,32 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,69 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$0,35 \cdot I_H$	1,60 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	4,90 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	5,04 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,531 \cdot I_H$	7,01 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	$Z_I$	0,091	0,2 Ом
		2 ступень	$Z_{II}$	0,35	0,77 Ом
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО	$I_{P СИГН.}$	$1,07 \cdot I_{НОМ.Р}$	4,49 А
		ПО	$I_{P ПУСК.}$	$1,22 \cdot I_{НОМ.Р}$	5,12 А
		Отсечка	$I_{P ПУСК.}$	$2,24 \cdot I_{НОМ.Р}$	9,41 А

Таблица 5.2 – Матрица отключений

Защиты		Действие							
		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГТ	Отключение ШСВ	Отключение В-110 и В-ТСН	Предупредительный сигнал	
Наименование	Обозначение								
Дифф. защита продольная	$I\Delta G$	+	+	+	+				
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$						+	
		$t_2$							
		$t_3$	+	+	+				
	$U_{03}$	$t$	+	+	+				
ЗПН	$U >$	1 ступень $t_1$	+	+					
		2 ступень $t_2$	+	+					
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО						+	
		ИО	+	+					
		ОТС I	$t_1$					+	
			$t_2$						+
		$t_3$	+	+					
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО						+	
		ИО	+	+					
		ОТС	$t_1$					+	
			$t_2$						+
			$t_3$	+	+				

Продолжение таблицы 5.2

Защиты				Действие							
				Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение ШСВ	Отключение В-110 и В-ТСН	Предупредительный сигнал	
Наименование	Обозначение										
ДЗ	Z <	1 ступень	t <sub>1</sub>						+		
			t <sub>2</sub>	+	+	+					
		2 ступень	t <sub>1</sub>					+			
			t <sub>2</sub>							+	
			t <sub>3</sub>	+	+						
Защита ротора от перегрузки	I <sub>p</sub>	СО								+	
		ИО		+	+						
		ОТС		+	+						



## 6 Компонровка гидроузла, выбор типа и расчет основных сооружений

### 6.1 Проектирование водосливной плотины

Для проведения основных расчетов ГТС, необходимо определить класс гидротехнического сооружения.

Класс гидротехнических сооружений в зависимости от высоты и типа грунта основания, тип основания грунта – скальный. Высота от 25 до 50 метров, так как  $H_{max} = 45,8$  м – III класс сооружения.

Класс гидротехнических сооружений в зависимости от их назначения и условий эксплуатации, по  $N_{уст}$  от 10 до 300 МВт – III класс сооружения.

Класс гидротехнических сооружений в зависимости от последствий возможных гидродинамических аварий – II класс.

Число постоянно проживающих людей, которые могут пострадать от последствий аварии ГТС, от 500 до 3000. П. Югоренок, 50 км.

Назначаем класс, относящийся к наиболее ответственному классу – II класс сооружения.

#### 6.1.1 Определение отметки гребня грунтовой плотины

За отметку гребня плотины принимается наибольшее значение из двух, вычисленных по формуле:

$$\nabla_{ГГП} = \nabla_{НПУ} + h_s, \quad (6.1)$$

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

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

где  $h_{run1\%}$  – высота наката волны 1% обеспеченности;

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

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

Определим высоту ветрового нагона волны по формуле:

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

где  $V_w = 20$  м/с – расчетная скорость ветра;

$L = 2,12$  км – длина разгона волны;

$k_w$  – коэффициент, зависящий от скорости ветра; значение принимаем по таблице 6.1;

$\alpha$  – угол между продольной осью водоема и направлением ветра (принимаем  $\alpha = 0^\circ$ );

$d$  – условная расчетная глубина водохранилища перед плотиной.

По данным, представленным в таблице 6.1 определяем расчетную скорость ветра.

Таблица 6.1 – Расчетные характеристики ветра

Параметр	Значение				
$V_w, \text{ м/с}$	10	20	30	40	50
$k_w \cdot 10^{-6}$	1,2	2,1	3	3,9	4,8

Для скорости ветра  $V_w = 20 \text{ м/с}$ , принимаем  $k_w = 2,1 \cdot 10^{-6}$ ;  
Условная расчетная глубина водохранилища:

$$d = \frac{V_{\text{НПУ}} - V_{\text{ДНО}}}{2} = \frac{340 - 294}{2} = 23 \text{ м.} \quad (6.4)$$

Таким образом, высота волнового разгона равна по формуле (6.3):

$$\Delta h_{\text{set}} = 2,1 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{20^2 \cdot 2120}{9,81 \cdot 23} = 0,008 \text{ м.}$$

Рассчитаем составляющие формулы высоты наката на откос волн обеспеченностью 1%:

Найдем безразмерные величины  $\frac{g \cdot t}{v}$ ,  $\frac{g \cdot L}{v^2}$ :

$$\frac{g \cdot L}{v^2} = \frac{9,81 \cdot 2120}{20^2} = 51,99, \quad (6.5)$$

$$\frac{g \cdot t}{v} = \frac{9,81 \cdot 21600}{20} = 10594,8, \quad (6.6)$$

где  $t$  – время разгона волны, принимается 6 часов.

Все безразмерные величины и отношения взяты из СП 38.13330.2012  
Рисунок А.1:

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{v^2 \cdot \omega} = 0,0135,$$

$$\frac{g \cdot T}{v \cdot \omega} = 1,31,$$

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{v^2 \cdot \omega} = 0,10,$$

$$\frac{g \cdot T}{v \cdot \omega} = 4,45.$$

Выбираем наименьшие значения и определяем  $\bar{h}$  – среднюю высоту волны и  $\bar{T}$  – средний период волны.

$$\bar{h} = \frac{0,0135 \cdot V^2}{g} = \frac{0,0135 \cdot 20^2}{9,81} = 0,55 \text{ м}, \quad (6.7)$$

$$\bar{T} = \frac{1,31 \cdot V}{g} = \frac{1,31 \cdot 20}{9,81} = 2,67 \text{ с}. \quad (6.8)$$

Найдем среднюю длину волны по формуле:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 2,67^2}{2 \cdot 3,14} = 11,14 \text{ м}. \quad (6.9)$$

Проверка на глубоководность:

$$d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d, \quad (6.10)$$

$$23 \text{ м} > 5,57 \text{ м}.$$

Высота волны 1% обеспеченности в системе волн глубоководной зоны:

$$h_{1\%} = k_i \cdot \bar{h} = 2,31 \cdot 0,55 = 1,27 \text{ м}, \quad (6.11)$$

где  $k_i = 2,31$  – коэффициент, определяемый по графику в зависимости от значения  $\frac{g \cdot L}{v^2}$ ;

$$h_{run1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%}, \quad (6.12)$$

$$h_{run1\%} = 2,31 \cdot 1 \cdot 0,85 \cdot 1,4 \cdot 1,27 = 3,49 \text{ м},$$

где  $k_r$  и  $k_p$  – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса;

$$k_r = 1; k_p = 0,85; k_{sp} = 1,4; k_{run} = 1,4.$$

Коэффициенты приняты для каменно-набросной плотины с заложением верхового и низового откоса  $m = 2$ , крепления верхового откоса крупным камнем.

Превышение гребня плотины над расчетным уровнем в верхнем бьефе определяется по формуле (6.2):

$$h_s = h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a = 3,49 + 0,008 + 0,6 = 4,1 \text{ м}.$$

Таким образом расчетная отметка гребня грунтовой плотины, определяется по формуле (6.1):

$$\nabla_{ГГП} = \nabla_{НПУ} + h_s = 340 + 4,1 = 344,1 \text{ м}.$$

## 6.2 Гидравлический расчет плотины и НБ

Данными необходимыми для проведения гидравлического расчета являются:  $\nabla$ НПУ и  $\nabla$ УМО, кривые связей нижнего и верхнего бьефов, расчетные максимальные расходы воды, характеристики грунта основания.

### 6.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Исходные данные для расчета водосливной плотины представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Исходные данные для расчета

$Q_{0,1\%}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{1\%}, \text{ м}^3/\text{с}$	$\nabla$ ДНО, м	$Q_{\text{га}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$\nabla$ НПУ, м	$\nabla$ ФПУ, м	$\nabla$ НБ, м $Q_{1\%}$
3591	2997	294	109	340,00	341,00	301,2

Выбор типа, число и размеры для отверстий водосливной плотины, производят исходя от требований пропуск расчетного расхода воды основного расчетного случая, после их число проверяется на поверочном расчетном случае. Пропуск расчетного расхода воды для основного случая проверяет при отметке НПУ, всеми пропускными сооружениями.

Расход воды, проходящий через 1 гидроагрегат:

$$Q_{\text{га}} = \frac{N_{\text{га}}^{\text{ед}}}{9,81 \cdot H_{\text{осн.н}}} = \frac{39 \cdot 10^3}{9,81 \cdot 39,8 \cdot 0,917} = 108,9 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.13)$$

$$Q_{\text{гэс}} = Q_{\text{га}} \cdot m = 108,9 \cdot (3 - 1) = 218 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.14)$$

$$H_{\text{осн}} = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{УНБ} = 340 - 301,2 = 39,8 \text{ м}. \quad (6.15)$$

Напор  $H_{\text{осн}}$  больше  $H_{\text{min}} = 36$  м, следовательно ГЭС может пропускать паводок.

Расчетный расход, сбрасываемый через водосливную плотину при НПУ:

$$Q_{\text{р.осн}} = Q_{\text{р.мах}} - (n - 1) \cdot Q_{\text{га}}, \quad (6.16)$$

$$Q_{\text{р.осн}} = 2997 - (3 - 1) \cdot 108,9 = 2779 \text{ м}^3/\text{с},$$

где  $n$  – количество проектируемых гидроагрегатов.

Удельный расход на рисберме:

$$q_{\text{р}} = [v_h] \cdot h_{\text{нб}} = 5 \cdot 7,2 = 36 \text{ м}^2/\text{с}. \quad (6.17)$$

Удельный расход на водосливе:

$$q_B = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 36 = 45 \text{ м}^2/\text{с}. \quad (6.18)$$

где  $h_{нб} = \nabla_{УНБ} - \nabla_{ДНО} = 301,2 - 294 = 7,2 \text{ м}$  – глубина воды в нижнем бьефе, которая определяется по кривой  $Q = f(H)$  при  $Q_{осн.max}$ ;

$[v_h] = 5 \text{ м/с}$  – не размывающая скорость для скалы.

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{р.осн}}{q_B} = \frac{2779}{45} = 61,7 \text{ м} \approx 70 \text{ м}, \quad (6.19)$$

Ширина водосливного фронта  $B$  должна соответствовать стандартному ряду, поэтому полученное значение округляется в большую сторону.  $B = 70 \text{ м}$ . Принимаем  $n = 7$  – количество пролетов по 10 метров.

При количестве затворов на водосбросной плотине более шести следует учитывать вероятную невозможность открытия одного затвора и исключать один пролет из расчета. По этой причине, необходимо добавить еще один пролет. Значит принимаем  $n = 8$ .

Таким образом ширину водосливного фронта принимаем равной:

$$B' = B + b = 70 + 10 = 80 \text{ м}. \quad (6.20)$$

### 6.2.2 Определение отметки гребня водослива

Из формулы расхода водослива, методом последовательных приближений, определим набор на гребне водослива, сперва без учета сжатия и подтопления –  $H_{01}$ , а после с учетом сжатия и подтопления –  $H_{02}$ .

$$H_{01} = \left( \frac{Q_p}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.21)$$

$$H_{01} = \left( \frac{2779}{0,49 \cdot 70 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,94 \text{ м},$$

$$H_{02} = \left( \frac{Q_p}{m\varepsilon\sigma_n B\sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.22)$$

$$H_{02} = \left( \frac{2779}{0,49 \cdot 0,93 \cdot 70 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,29 \text{ м},$$

где  $m = 0,49$  – коэффициент расхода;

$\sigma_n = 1$  для неподтопленного водослива;

$\varepsilon$  – коэффициент бокового сжатия, который определяют по формуле:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \left( \frac{\xi + (n-1)\xi_0}{n} \right) \cdot \frac{H_{01}}{b}, \quad (6.23)$$

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \left( \frac{0,7 + (8-1) \cdot 0,45}{8} \right) \cdot \frac{6,94}{10} = 0,93,$$

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

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

$n$  – число пролётов;

$b$  – ширина пролета.

Геометрический напор на водосливе:

$$H_B = H_{02} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 7,29 - \frac{1,1 \cdot 0,59^2}{2 \cdot 9,81} = 7,27 \text{ м}, \quad (6.24)$$

где  $\alpha = 1,0 - 1,1$  – коэффициент Кориолиса, принимаем  $\alpha = 1,1$ .

$$V_0 = \frac{Q_p}{\omega} = \frac{2779}{(340-294)(80+(8-1) \cdot 3)} = 0,59 \text{ м/с}, \quad (6.25)$$

где  $\omega = (\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНО}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_B)$  – площадь живого сечения;

$\delta_B$  – толщина быка. Найдем толщину быка, по Березинскому принимается разрезной бык  $\delta_B = 3$ .

Полученный напор должен быть округлен в большую сторону по стандартному ряду:  $H_{ст} = 8$  м.

Отметка гребня водослива:

$$\nabla \text{ГВ} = \nabla \text{НПУ} - H_{ст} = 340 - 8 = 332 \text{ м}. \quad (6.26)$$

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины определяется по формуле:

$$\nabla \text{ГБ} = \nabla \text{ГВ} + 1,6 \cdot H_{ст} = 332 + 1,6 \cdot 8 = 344,8 \text{ м}, \quad (6.27)$$

$$\nabla \text{ГП} = 344,1 \text{ м}.$$

Выбираем наибольшее значение:

$$\nabla \text{ГП} = 345 \text{ м}.$$

### 6.2.3 Проверка на пропуск поверочного расхода

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

$$Q_{p.пов} = Q_{max.пов} - n \cdot Q_{га} = 3591 - 3 \cdot 111,7 = 3256 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.28)$$

$$Q_{га} = \frac{N_{га}^{ед}}{9,81 \cdot H_{осн.п}} = \frac{39 \cdot 10^3}{9,81 \cdot 38,8 \cdot 0,917} = 111,7 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.29)$$

$$H_{осн} = \nabla \text{ФПУ} - \nabla \text{УНБ} = 341 - 302,2 = 38,8 \text{ м}, \quad (6.30)$$

где  $n$  – количество проектируемых гидроагрегатов,

$Q_{max.пов}$  – максимальный расчетный расход, при обеспеченности 1% для II класса ГТС.

Определяем напор над гребнем водослива при пропуске поверочного расхода:

$$H_{01пов} = \left( \frac{Q_{p.пов}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{3256}{0,49 \cdot 80 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,06 \text{ м}. \quad (6.31)$$

Полный напор на водосливе:

$$H_{02пов} = \left( \frac{Q_{p.пов}}{m\varepsilon\sigma_n B\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{3256}{0,49 \cdot 0,932 \cdot 80 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,4 \text{ м}, \quad (6.32)$$

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \left( \frac{\xi + (n-1)\xi_0}{n} \right) \cdot \frac{H_{01пов}}{b}, \quad (6.33)$$

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \left( \frac{0,7 + (8-1) \cdot 0,45}{8} \right) \cdot \frac{7,06}{10} = 0,932,$$

$$H_B = H_{02пов} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 7,4 - \frac{1,1 \cdot 0,68^2}{2 \cdot 9,81} = 7,37 \text{ м}, \quad (6.34)$$

$$V_{0пов} = \frac{Q_{p.пов}}{(\nabla \text{ФПУ} - \nabla \text{ДНО}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_B)} = \frac{3256}{(341 - 294) \cdot (80 + (8-1) \cdot 3)} = 0,68 \text{ м/с}, \quad (6.35)$$

где  $\nabla \text{ФПУ}$  – отметка форсированного подпорного уровня, предварительно отметку ФПУ – принимаем равной 341,00 м, которую в дальнейшем уточним.

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

$$H_{пов} = H_{02пов} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 7,4 - \frac{1,1 \cdot 0,68^2}{2 \cdot 9,81} = 7,37 \text{ м}. \quad (6.36)$$

Расчетная отметка форсированного уровня равна:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 333 + 7,37 = 340,37 \text{ м} < 341\text{м}. \quad (6.37)$$

Выбираем исходную отметку ФПУ = 341 м, так как рассчитанная отметка её не превышает.

#### 6.2.4 Пропуск расходов через донный водосброс

Рядом с основным, поверхностным, водосбросом, устраиваем аварийный донный водосброс для пропуска воды.

$$Q_{\text{ав}} = \frac{V_{\text{пол}} + V_{\text{приток}}}{t_{[\text{сек}]}} = \mu \omega_{\text{во}} \sqrt{2gH_{\text{во}}}, \quad (6.38)$$

$$Q_{\text{ав}} = \frac{1,42 \cdot 10^9 + 1,02 \cdot 10^9}{20995200} = 116,01 \text{ м}^3/\text{с},$$

где  $Q_{\text{ав}}$  – расход через аварийный водосброс;

$V_{\text{пол}} = 1,42 \cdot 10^9 \text{ м}^3$  – полезный объем водохранилища;

$V_{\text{приток}} = 1015632000 = 1,0156 \text{ км}^3$  – объем притока;

$t_{[\text{сек}]} = 20995200 \text{ с}$  – время сработки водохранилища;

$\omega_{\text{во}}$  – площадь выходных отверстий;

$\mu$  – коэффициент расхода, равный  $0,8 \div 0,82$ ;

$H_{\text{во}}$  – напор над центром выходного отверстия.

$$\omega_{\text{во}} = \frac{Q_{\text{ав}}}{\mu \sqrt{2gH_{\text{во}}}} = \frac{116,01}{0,8 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 42,5}} = 5,02 \text{ м}^2, \quad (6.39)$$

$$H_{\text{во}} = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ВО} = 340 - 297,5 = 42,5 \text{ м}, \quad (6.40)$$

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

$$\nabla\text{ВО} = \nabla\text{ПО} + \frac{h_{\text{во}}}{2} = 296 + \frac{3}{2} = 297,5 \text{ м}, \quad (6.41)$$

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

$\nabla\text{ПО}$  – отметка порога отверстия.

$$\nabla\text{ПО} = \nabla\text{ДНО} + h_{\text{п}} = 294 + 2 = 296 \text{ м}, \quad (6.42)$$

где  $h_{\text{п}} = 2 \text{ м}$  – высота порога.



Ширина выходного отверстия:

$$b'_{\text{во}} = \frac{\omega_{\text{во}}}{h_{\text{во}}} = \frac{5,02}{3} = 1,67 \text{ м.} \quad (6.43)$$

Принимаем количество донных водосбросов  $n = 2$ . Следовательно, ширина одного донного водосброса:

$$b_{\text{во}} = \frac{b'_{\text{во}}}{2} = \frac{1,67}{2} = 0,84 \text{ м.} \quad (6.44)$$

Окончательно принимаем ширину донного водосброса  $b_{\text{во}} = 1$  м.

Донный водосброс устраиваем рядом с поверхностным, тогда ширина потока на водобое:

$$B_B = n \cdot b + (n - 1)\delta_6, \quad (6.45)$$

$$B_B = 8 \cdot 10 + (8 - 1) \cdot 3 = 101 \text{ м}$$

### 6.2.5 Построение профиля водосливной грани

По проектному напору  $H_{\text{пр}} = H_{\text{ст}}$  определяем координаты для построения оголовка плотины практического профиля. Табличные координаты умножаются на  $H_{\text{ст}}$ . Расчеты представлены в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Данные для построения профиля плотины

Номер точки	$x$	$y$	$x^*$	$y^*$
1	0,0	0,126	0,0	1,01
2	0,1	0,036	0,8	0,29
3	0,2	0,007	1,6	0,06
4	0,3	0,000	2,4	0,00
5	0,4	0,006	3,2	0,05
6	0,5	0,027	4,0	0,22
7	0,6	0,060	4,8	0,48
8	0,7	0,100	5,6	0,80
9	0,8	0,140	6,4	1,12
10	0,9	0,198	7,2	1,58
11	1,0	0,256	8,0	2,05
12	1,1	0,321	8,8	2,57
13	1,2	0,394	9,6	3,15
14	1,3	0,475	10,4	3,80
15	1,4	0,564	11,2	4,51
16	1,5	0,661	12,0	5,29
17	1,6	0,764	12,8	6,11

Продолжение таблицы 6.3

Номер точки	$x$	$y$	$x^*$	$y^*$
18	1,7	0,873	13,6	6,98
19	1,8	0,987	14,4	7,90
20	1,9	1,108	15,2	8,86
21	2,0	1,235	16,0	9,88
22	2,1	1,369	16,8	10,95
23	2,2	1,508	17,6	12,06
24	2,3	1,653	18,4	13,22
25	2,4	1,815	19,2	14,52
26	2,5	1,960	20,0	15,68
27	2,6	2,122	20,8	16,98
28	2,7	2,289	21,6	18,31
29	2,8	2,462	22,4	19,70
30	2,9	2,630	23,2	21,04
31	3,0	2,824	24,0	22,59
32	3,1	3,013	24,8	24,10
33	3,2	3,207	25,6	25,66
34	3,3	3,405	26,4	27,24
35	3,4	3,609	27,2	28,87
36	3,5	3,818	28,0	30,54
37	3,6	4,031	28,8	32,25
38	3,7	4,249	29,6	33,99
39	3,8	4,471	30,4	35,77
40	3,9	4,698	31,2	37,58
41	4,0	4,938	32,0	39,50

### 6.2.6 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Определим параметры гидравлического прыжка.

Критическая глубина, при полном открытии всех отверстий:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_{р.осн}^2}{(B + (n-1) \cdot \delta_B)^2 \cdot g}}, \quad (6.46)$$

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 2779^2}{(80 + (8-1) \cdot 3)^2 \cdot 9,81}} = 4,39 \text{ м.}$$

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНО} = 340 - 294 = 46 \text{ м.} \quad (6.47)$$

Определим отношение:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{46}{4,39} = 10,47. \quad (6.48)$$

По графику Чертоусова, в зависимости от коэффициента скорости  $\varphi$  и  $\xi_{T_0}$  определим  $\xi_c$  и  $\xi_c''$ :

$$\xi_c = 0,254,$$

$$\xi_c'' = 2,76.$$

Первая и вторая сопряженные глубины равны:

$$h'_c = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,254 \cdot 4,39 = 1,115 \text{ м}, \quad (6.49)$$

$$h''_c = \xi_c'' \cdot h_{кр} = 2,76 \cdot 4,39 = 12,12 \text{ м}, \quad (6.50)$$

$$h_{нб} = 7,2 \text{ м}.$$

В результате расчетов, получили  $h''_c > h_{нб}$  ( $12,12 > 7,2$ ), следовательно, имеем отогнанный прыжок. По правилам, отогнанный прыжок не допускается, поэтому необходимо погасить часть избыточной энергии.

### 6.2.7 Расчет носка–трамплина и отлета дальности струи

Для плотин, установленных на скальном основании высотой более 40 м, гашение энергии воды, осуществляют способом свободно отброшенной струи.

Дальность отлета струи от плотины до входа в воду нижнего бьефа можно вычислить по формуле:

$$L = k_a \cdot Z_H \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \left( 1 + \sqrt{1 + \left( \frac{Z_0}{Z_H} - 1 \right) \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha}} \right), \quad (6.51)$$

где  $k_a$  – коэффициент аэрации потока;

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

$\varphi$  – коэффициент скорости потока (таблица 9.10, справочник Киселева)

$$Z_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНО} - h_{очн} = 340 - 294 - 7,2 = 38,8 \text{ м}. \quad (6.52)$$

Высота от дна до носка:

$$a = h_{нбmax} + 2 = 8,3 + 2 = 10,3 \text{ м}. \quad (6.53)$$

где  $h_{\text{НБ}max} = 302,3 - 294 = 8,3$  м – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой  $Z_{\text{НБ}} = f(Q)$  при  $Q_{\text{р.пов}}$ .

Отметка носка:

$$\nabla\text{НОС} = \nabla\text{ДНО} + a = 294 + 10,3 = 304,3 \text{ м.} \quad (6.54)$$

Скоростное падение (напор воды на носке):

$$Z_{\text{Н}} = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{НОС} = 340 - 304,3 = 35,7 \text{ м.} \quad (6.55)$$

Коэффициент аэрации  $k_a$  можно определить, зная число Фруда:

$$Fr = \frac{v_{\text{Н}}^2}{g \cdot h_{\text{Н}}} = \frac{23,82^2}{9,81 \cdot 1,15} = 50,29, \quad (6.56)$$

где  $v_{\text{Н}}$  – скорость потока на носке;

$h_{\text{Н}}$  – высота потока на носке.

Скорость потока на носке:

$$v_{\text{Н}} = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_{\text{Н}}} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 35,7} = 23,82 \text{ м/с.} \quad (6.57)$$

Высота потока воды на носке:

$$h_{\text{Н}} = \frac{q}{v_{\text{Н}}} = \frac{27,51}{23,82} = 1,15 \text{ м,} \quad (6.58)$$

где  $q$  – удельный расход на водобое.

$$q = \frac{Q_{\text{р.осн}}}{B_{\text{В}}} = \frac{2779}{101} = 27,51 \text{ м}^3/\text{с,} \quad (6.59)$$

где  $B_{\text{В}} = n \cdot b + (n - 1)\delta_{\text{В}} = 8 \cdot 10 + (8 - 1) \cdot 3 = 101$  м.

Так как коэффициент Фруда  $Fr > 35$ , то принимаем коэффициент аэрации  $k_a = 0,8$ .

Зная необходимые величины, найдем значение  $L$  по формуле (6.51):

$$L = 0,8 \cdot 35,7 \cdot 0,9^2 \cdot 1,047 \left( 1 + \sqrt{1 + \left( \frac{38,8}{35,7} - 1 \right) \frac{1}{0,9^2 \cdot 1,047}} \right) = 87,69 \text{ м.}$$

Безопасное расстояние отлета струи для плотины на скальном основании составляет  $L > 0,4Z_0$ . Следовательно  $73,06 \text{ м} > 15,1 \text{ м}$  – условие выполняется.

Глубина ямы разрыва:

$$h_{\text{раз}} = t - h_{\text{нб}} = 17,34 - 7,2 = 10,14 \text{ м}, \quad (6.60)$$

где  $t$  определяется по формуле:

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{F_r}) \cdot \sqrt{F_r} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{нб}}}{d}} \cdot h_{\text{н}}, \quad (6.61)$$

где  $d$  – средняя крупность отдельностей в скале, принимаем 1 м.

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{50,29}) \cdot \sqrt{50,29} \cdot \sqrt[4]{\frac{7,2}{1}} \cdot 1,15 = 17,34 \text{ м.}$$

Расстояние от плотины до центра ямы разрыва:

$$L_1 = L + \frac{t}{\text{tg}\alpha} = 87,69 + \frac{17,34}{0,71} = 112,11 \text{ м}, \quad (6.62)$$

где  $\alpha_1$  – угол входа струи в воду.

$$\text{tg}\alpha_1 = \sqrt{\text{tg}^2\alpha + \frac{2g(0,5 \cdot h_{\text{н}} \cdot \cos\alpha + a - h_{\text{нб}})}{v_{\text{н}}^2 \cdot \cos^2\alpha}}, \quad (6.63)$$

$$\text{tg}\alpha_1 = \sqrt{\text{tg}^2 30^\circ + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 1,15 \cdot \cos 30^\circ + 10,3 - 7,2)}{23,82^2 \cdot \cos^2 30^\circ}} = 0,71,$$

где  $a$  – высота уступа над дном.

Длина горизонтального участка ямы размыва вдоль течения на уровне размытого русла:

$$b_p = 2,5 \cdot h_{\text{кр}} + 3,7 \cdot h_{\text{раз}} = 2,5 \cdot 4,39 + 3,7 \cdot 10,14 = 48,49 \text{ м.} \quad (6.64)$$

### 6.3 Конструирование плотины

#### 6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

Основная задача проектирования в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения в основании. Треугольный профиль плотины имеет минимальную ширину понизу  $B_{\text{п}}$ , поэтому является более экономичным вариантом.

Для плотины на скальном основании, принимаем значение  $m_t = 0,7$ .

$$B_{\text{п}} = m_t \cdot h = 0,7 \cdot 48 = 33,6 \text{ м}, \quad (6.65)$$

где  $h$  – высота плотины.

$$h = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 340 - 292 = 48 \text{ м.} \quad (6.66)$$

Тогда ширина подошвы водосливной плотины равна:  $B_{\text{п}} = 33,6 \text{ м.}$

### 6.3.2 Разрезка бетонной плотины швами

Бетонная плотина разрезается по длине постоянными швами на отдельные секции. Принимаем расстояние между секционными швами 13 м.

Температурные швы для плотины на скальном основании принимаем шириной 1 см на расстоянии 4 м от лицевых граней и гребня, а внутри тела плотины 0,2 см.

### 6.3.3 Быки

Разрезной бык состоит из двух полубыков. Толщину быка принимаем равной 3 м. Расстояние между пазами ремонтного и рабочего затвора 1,5 м. Размеры пазов ремонтного затвора 1,5 м и рабочего затвора 2 м. Головная часть быка имеет обтекаемую форму. Схема быка представлена на рисунке 6.1.

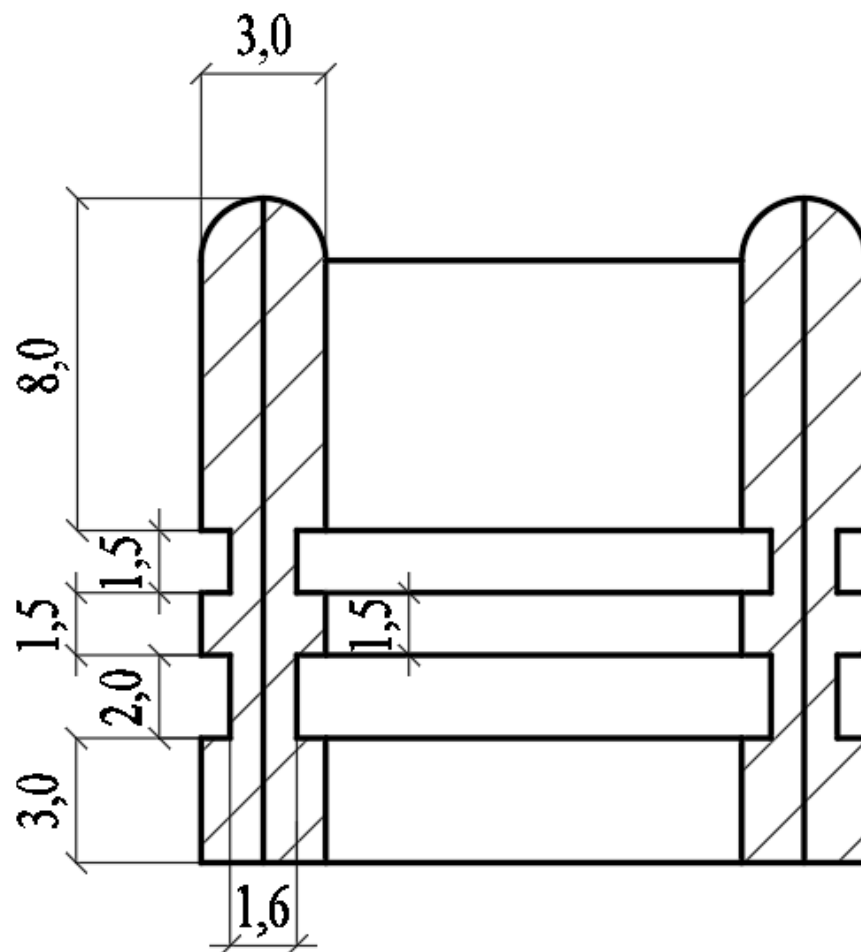


Рисунок 6.1 – Схема разрезного быка

### 6.3.4 Устои

Устраиваем отдельные устои, которые отделяют водослив от глухой бетонной плотины или здания ГЭС. Сопряжение бетонной плотины с грунтовой плотиной осуществляется за счет введения глухой бетонной плотины в грунтовую плотину. В результате откосы грунтовой плотины частично закрывают напорную и низовую грани этой части бетонной плотины.

### 6.3.5 Элементы подземного контура плотины

Для бетонной водосбросной плотины на скальном основании, применяем следующие противофильтрационные устройства: дренажные скважины и цементационную завесу.

Схемы цементационной завесы и дренажной скважины изображены на рисунке 6.2.

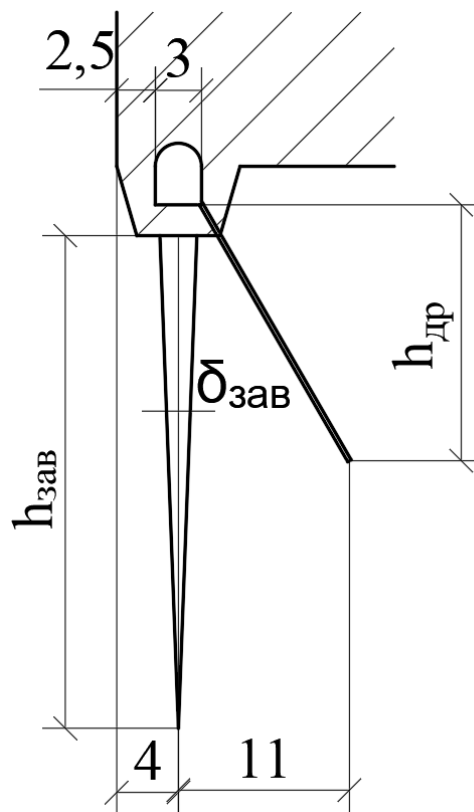


Рисунок 6.2 – Схема цементационной завесы и вертикального дренажа

Геометрические данные цементационной завесы:

$$l_1 = a_{др} + \frac{b}{2} = 2,5 + 1,5 = 4,0 \text{ м.} \quad (6.67)$$

Глубина цементационной завесы:

$$h_{зав} = 0,5 \div 0,8 \cdot H_{max} = 0,7 \cdot 45,7 = 31,99 \text{ м,} \quad (6.68)$$

где  $H_{max} = \nabla_{НПУ} - \nabla_{УНБ_{min}} = 340 - 294,3 = 45,7$  м.

Расстояние между рядами цементационных скважин, а также между скважинами в ряду принимаем 2 м.

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_{зав} = \frac{\Delta H}{J_{кр}} \cdot \gamma_n = \frac{27,42}{15} \cdot 1,2 = 2,19 \text{ м}, \quad (6.69)$$

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

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

$\gamma_n = 1,2$  – коэффициент надёжности.

$$\Delta H = H_d - H_{ас} = 45,7 - 18,28 = 27,42 \text{ м}. \quad (6.70)$$

### 6.3.6 Дренажные устройства в основании

Принимаем диаметр вертикальных дренажных скважин 25 см, расстояние между осями дрен 2 м.

Глубина скважин:

$$h_{др} = 0,6 \cdot h_{зав} = 0,6 \cdot 31,99 = 19,19 \text{ м}. \quad (6.71)$$

Расстояние между дренажными и цементационными завесами принимаем равным  $l_2 = 11$  м.

### 6.3.7 Дренаж тела бетонной плотины

Предусматриваем вдоль напорной грани устройство дренажа в виде вертикальных скважин, имеющих выходы в продольные галереи. Диаметр вертикальных дренажных скважин принимаем 20 см с расстоянием между осями скважин 3 м.

Расстояние от напорной грани до оси дренажа:

$$a_{др} \geq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{I_{кр.т}} = \frac{45,7 \cdot 1,2}{25} = 2,19, \quad (6.72)$$

где  $H_d = 45,7$  м – напор под расчётным сечением;

$\gamma_n = 1,2$  – коэффициент надёжности по ответственности сооружения;

$I_{кр.т} = 25$  – критический средний градиент напора.

### 6.3.8 Галереи в теле плотины

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи. Смотровые галереи сечением 2х3 м расположены через 12 м на отметках  $\nabla_{ГАЛ} =$



320,5 м. Одна из продольных галерей проектируется на отметке  $\nabla_{\text{ГАЛ}} = 305,5$  м, 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, принимаем минимальными, но при этом обеспечивающими транспортировку и работу оборудования. Устраиваем галерею цементационной завесы и дренажную галерею, размеры которой из практических рекомендаций принимаем с учетом работающей техники 3х4 м.

#### 6.4 Определение основных нагрузок на плотину

Расчёты прочности и устойчивости плотины выполняют для основного сочетания нагрузок и воздействий. В состав основного сочетания входят постоянные, временные, кратковременные и длительные нагрузки. Нагрузки и воздействия принимаются для наиболее неблагоприятных периодов.

##### 6.4.1 Вес сооружения

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

$$S_{\text{пл}} = 1031,6 \text{ м}^2.$$

Вес 1 п.м водосливной части плотины:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{1031,6 \cdot 10 \cdot 9,81 \cdot 2400}{10 + 3} = 18683,97 \text{ кН/м}, \quad (6.73)$$

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

$\delta_{\text{б}}$  – толщина быка;

$b$  – ширина пролета.

Вес быка:

$$G_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}} \cdot \delta_{\text{б}} \cdot g \cdot \rho_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}}, \quad (6.74)$$

$$S_{\text{б}} = 1282,61 \text{ м}^2,$$

$$G_{\text{б}} = \frac{1282,61 \cdot 3 \cdot 9,81 \cdot 2400}{10 + 3} = 6968,72 \text{ кН/м}.$$

Площадь поперечного сечения затвора, определяется по формуле А.Р. Березинского:

$$Q_3 = 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g = 0,055 \cdot 95 \sqrt{95} \cdot 9,81 = 499,59 \text{ Кн.} \quad (6.75)$$

где  $f$  – площадь затвора:

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (341 - 332 + 0,5) \cdot 10 = 95 \text{ м}^2. \quad (6.76)$$

Вес затвора приводится к 1 п. м. длины секции:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{499,59}{10 + 3} = 38,43 \text{ кН/м.} \quad (6.77)$$

#### 6.4.2 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:  
– с верхнего бьефа:

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 48^2}{2} = 11301,12 \text{ кН/м,} \quad (6.78)$$

где  $h_1 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 48 \text{ м.}$

– с нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 2,3^2}{2} = 25,94 \text{ кН/м,} \quad (6.79)$$

где  $h_2 = \nabla\text{УНБ}_{min} - \nabla\text{ПОД} = 294,3 - 292 = 2,3 \text{ м.}$

#### 6.4.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Эюра взвешивающего давления имеет очертание подводной части плотины – прямоугольник с высотой от минимального уровня нижнего бьефа до подошвы плотины сооружения и зуба плотины.

Сила взвешивающего давления:

$$W_{\text{взв}} = (S_{\text{прям}} + S_{\text{зуб}}) \cdot \rho_w \cdot g, \quad (6.80)$$

$$W_{\text{взв}} = 138,23 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 1356,04 \text{ кН/м.}$$

#### 6.4.4 Сила фильтрационного давления

В качестве воздействия на плотину учитывают часть эпюры фильтрационного давления, действующего непосредственно на подошву плотины:

$$H_d = 45,7 \text{ м,}$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 45,7 = 18,28 \text{ м}, \quad (6.81)$$

$$H_u = 48 \text{ м},$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 45,7 = 9,14 \text{ м}. \quad (6.82)$$

Фильтрационное давление:

$$W_\phi = S_{\text{эп}} \cdot \rho_w \cdot g = 320,79 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 3146,95 \text{ кН/м}. \quad (6.83)$$

#### 6.4.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань можно определить по формуле:

$$p_H = \gamma_H \cdot h_H \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_H}{2} \right), \quad (6.84)$$

$$p_H = 10 \cdot 2 \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{21^\circ}{2} \right) = 9,45 \text{ кН/м}^2,$$

где  $\gamma_H = 10 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}$  – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;

$h_H = 2 \text{ м}$  – толщина слоя наносов;

$\varphi_H = 21^\circ$  – угол внутреннего трения наносов.

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м:

$$E_H = \frac{p_H \cdot h_H}{2} = \frac{9,45 \cdot 2}{2} = 9,45 \text{ кН}. \quad (6.85)$$

Активное давление грунта основания со стороны верхнего бьефа находится по формуле:

$$p_{a1} = \gamma_{гр} \cdot h_{гр} \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c_{гр} \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right), \quad (6.86)$$

Удельный вес взвешенного грунта:

$$\gamma_{гр}^{\text{взв}} = \gamma_{гр} - (1 - n_0) \cdot \gamma_{в}, \quad (6.87)$$

$$\gamma_{гр}^{\text{взв}} = 25 - (1 - 0,09) \cdot 9,81 = 16,07 \text{ кН/м}^3,$$

где  $\gamma_{гр}$  – удельный вес сухого грунта;

$n_0$  – пористость сухого грунта;

$\gamma_{в} = 9,81$  – удельный вес воды.

Определим активное давление грунта по формуле (6.86):

$$p_{a1} = 10 \cdot 2 \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{35}{2} \right) - 2 \cdot 100 \cdot tg \left( 45 - \frac{35}{2} \right) = -98,69 \text{ кН/м}^2.$$

Давление на нижней границе слоя грунта, где действуют вес наносов и вес грунта:

$$p_{a2} = (h_n \cdot \gamma_n + h_{гр} \cdot \gamma_{гр}^{взв}) \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c_{гр} \cdot tg \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right), \quad (6.88)$$

$$p_{a2} = (2 \cdot 10 + 2 \cdot 16,07) \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{35}{2} \right) - 2 \cdot 100 \cdot tg \left( 45 - \frac{35}{2} \right) = -89,98 \text{ кН/м}^2.$$

Следовательно:

$$E_{ав} = \frac{p_{a1} + p_{a2}}{2} \cdot h_{гр} = \frac{(-98,69) + (-89,98)}{2} \cdot 2 = -188,67 \text{ кН}. \quad (6.89)$$

Так как в грунте большое сцепление, активное давление грунта на плотину отсутствует, поэтому оно в дальнейшем не учитывается.

Пассивное давление грунта основания на плотину со стороны нижнего бьефа определяется по формуле:

$$p_{пн} = \gamma_{гр}^{взв} \cdot h_{гр} \cdot tg^2 \left( 45 + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) + 2 \cdot c_{гр} \cdot tg \left( 45 + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right), \quad (6.90)$$

$$p_{пн} = 16,07 \cdot 2 \cdot tg^2 \left( 45 + \frac{35}{2} \right) + 2 \cdot 100 \cdot tg \left( 45 + \frac{35}{2} \right) = 502,79 \text{ кН/м}^2,$$

$$E_{пн} = 0,5 \cdot p_{пн} \cdot h_{гр} = 0,5 \cdot 502,79 \cdot 2 = 502,79 \text{ кН/м}^2. \quad (6.91)$$

#### 6.4.6 Волновое давление

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

$$W_{волн} = 0,5 \rho_v g h_{1\%} \cdot \left( \frac{\bar{\lambda}_d}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (6.92)$$

$$W_{волн} = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 1,27 \cdot \left( \frac{11,14}{3,14} + \frac{0,45}{2} \right) = 23,5 \text{ кН},$$

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

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

$h_0$  – средняя высота волны.

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}_d} = \frac{3,14 \cdot 1,27^2}{11,14} = 0,45 \text{ м.} \quad (6.93)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}_d}{2 \cdot \pi} - \frac{3}{8} \cdot h_{1\%} = \frac{11,14}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 1,27 = 1,3 \text{ м,} \quad (6.94)$$

$$M_{\text{волны}} = W_{\text{волны}} \cdot l_{\text{волны}} = 23,5 \cdot 44,7 = 1050,45 \text{ кН} \cdot \text{м,} \quad (6.95)$$

$$l_{\text{волны}} = \nabla \text{НПУ} - y_c - \nabla \text{ПОД} = 340 - 1,3 - 292 = 46,7 \text{ м.} \quad (6.96)$$

## 6.5 Расчет прочности плотины

### 6.5.1 Определение напряжений

Оценку прочности плотины проводим по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации).

Точки приложения равнодействующих сил рассчитываются с помощью программы AutoCAD. Расчеты сведены в таблицу 6.4.

Таблица 6.4 – Основные нагрузки, действующие на плотину

Обозначение силы	$\gamma_f$	Направление силы	Основной случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
$T_B$	1,0	→	11301,12	16,00	180817,92
$T_H$	1,0	←	25,94	-0,77	-19,97
$G_6$	0,95	↓	6620,28	-5,98	-39589,27
$G_{пл}$	0,95	↓	17749,77	-4,94	-87683,86
$W_{взв}$	1,0	↑	1356,04	3,59	4868,18
$W_{ф}$	1,0	↑	3146,95	7,29	22941,26
$E_H$	1,2	→	11,34	2,67	30,28
$E_{пн}$	0,8	←	402,23	-0,67	-269,49
$W_{\text{волн}}$	1,0	→	23,5	46,7	1097,45
$q_z$	0,9	↓	34,58	-14,30	-494,64
			19901,64		81698,00

Расчёт краевых напряжений в горизонтальных сечениях плотины (при расчете на 1 п. м. длины)

– Для верховой грани:

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_{п}} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B_{п}^2} = -\frac{19901,64}{33,6} + \frac{6 \cdot 81698,00}{33,6^2} = -158,12 \text{ кПа,} \quad (6.97)$$

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

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

$B_{\Pi}$  – ширина подошвы плотины.

$$N = G_{\text{б}} + G_{\text{пл}} - W_{\text{взв}} - W_{\text{ф}} + q_{\text{з}}, \quad (6.98)$$

$$N = 6620,28 + 17749,77 - 1356,04 - 3146,95 + 34,58 = 19901,64,$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_{\text{в}} \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (6.99)$$

где  $H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 340 - 292 = 48$  м – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

$m_u = \text{tg} \alpha_1, \alpha_1$  – заложение верховой грани,  $\text{tg} \alpha_1 = 0$ .

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам по формуле (6.99):

$$\sigma_x^u = -158,12 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot 48 \cdot (1 - 0^2) = -470,88 \text{ кПа.}$$

Касательные напряжения у верховой грани:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_{\text{в}} \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u, \quad (6.100)$$

$$\tau_{xy}^u = (9,81 \cdot 48 - 26,55) \cdot 0 = 0.$$

Главные напряжения:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_{\text{в}} \cdot H_d^u \cdot m_u^2, \quad (6.101)$$

$$\sigma_1^u = -158,12 \cdot (1 + 0^2) + 9,81 \cdot 48 \cdot 0^2 = -158,12 \text{ кПа,}$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_{\text{в}} \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 48 = -470,88 \text{ кПа.} \quad (6.102)$$

– Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_{\Pi}} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{B_{\Pi}^2} = -\frac{19901,64}{33,6} - \frac{6 \cdot 80144,24}{33,6^2} = -1026,5 \text{ кПа,} \quad (6.103)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_{\text{в}} \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2), \quad (6.104)$$

где  $m_t = \text{tg} \alpha_2, \alpha_2$  – заложение низовой грани  $\text{tg} \alpha_2 = 35^\circ = 0,7$ .

$$\sigma_x^t = -1026,5 \cdot 0,7^2 - 9,81 \cdot 2,3 \cdot (1 - 0,7^2) = -514,49 \text{ кПа.}$$

где  $H_d^t = \nabla \text{УНБ}_{\text{min}} - \nabla \text{ПОД} = 294,3 - 292 = 2,3$  м – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа.

Касательные напряжения у низовой грани:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_b \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t, \quad (6.105)$$

$$\tau_{xy}^t = -(9,81 \cdot 2,3 - 1026,5) \cdot 0,7 = 702,76 \text{ кПа.}$$

Главные напряжения:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_b \cdot H_d^t \cdot m_t^2, \quad (6.106)$$

$$\sigma_3^t = -1026,5 \cdot (1 + 0,7^2) + 9,81 \cdot 2,3 \cdot 0,7^2 = -1518,43 \text{ кПа,}$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_b \cdot H_d^t = -9,81 \cdot 2,3 = -22,56 \text{ кПа.} \quad (6.107)$$

Расчет основных краевых напряжений сведены в таблицу 6.5.

Таблица 6.5 – Расчет краевых напряжений, действующих на плотину

Напряжение	Верховая грань	Низовая грань
$\sigma_y$	-158,12	-1026,5
$\sigma_x$	-470,88	-514,49
$\tau_{xy}$	0	702,76
$\sigma_1$	-158,12	-22,56
$\sigma_3$	-470,88	-1518,43

### 6.5.2 Критерии прочности плотины

После определения напряжений, проверяем сооружение на прочность. Для этого нужно, чтобы выполнялись следующие условия:

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{1c} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_c \cdot R_b, \quad (6.108)$$

где  $\gamma_n = 1,2$  – коэффициент надежности в зависимости от класса сооружения;

$\gamma_{1c}$  – коэффициент сочетания нагрузок,  $\gamma_{1c} = 1$ ;

$\gamma_c$  – коэффициент условий работы,  $\gamma_c = 1$ .

$$R_b \geq \frac{1,2 \cdot 1 \cdot 1518,43}{1}. \quad (6.109)$$

Принимаем бетон класса В5, с расчётным сопротивлением бетона на сжатие  $R_b = 2800$  кПа.

$$2800 \text{ кПа} \geq 1822,12 \text{ кПа.}$$

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

$$\sigma_y^u < 0,$$

$$-158,12 \text{ кПа} < 0.$$

3. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_B \cdot H_d^u, \quad (6.110)$$

$$158,12 \text{ кПа} \geq 117,72 \text{ кПа}.$$

### 6.5.3 Расчет устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин на скальных основаниях определяется несущей способностью основания.

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.111)$$

где  $\gamma_n$  – коэффициент надежности по назначению сооружения,  $\gamma_n = 1,2$ ;

$\gamma_{lc}$  – коэффициент сочетания нагрузок,  $\gamma_{lc} = 1$ ;

$\gamma_{cd} = 0,95$  – коэффициент условий работы;

$R$  – расчетное значение обобщенной несущей способности.

$$R = (G_{пл} + G_6 - W_{взв} - W_\phi + q_3) \cdot tg\varphi + E_{пн} \cdot \gamma_c + c \cdot \omega, \quad (6.112)$$

$$R = (16029,24 + 6047,86 - 758,31 - 3146,95 + 34,58) \cdot 0,7 + 402,23 \cdot 0,7 + 100 \cdot 33,6 = 17572,71 \text{ кН/м}.$$

где  $tg\varphi = 0,7$  – внутреннее трение для грунта основания;

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

$\omega = B_{пн} \cdot 1 = 33,6 \text{ м}^2$  – горизонтальная проекция площади подошвы плотины при расчете на 1 п.м;

$\gamma_c$  – коэффициент условия работы для пассивного давления грунта, принимаем  $\gamma_c = 0,7$ .

$$F = T_B - T_H + W_{волн} + E_H, \quad (6.113)$$

$$F = 11301,12 - 25,94 + 23,5 + 11,34 = 11310,02 \text{ кН/м}.$$



Таким образом условие на сдвиг:

$$\frac{17572,71}{11310,02} \geq 1,2,$$

$$1,5 \geq 1,2.$$

Сооружение соответствует условиям устойчивости против сдвига по основанию.

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

### **7.1 Безопасность гидротехнических сооружений**

Одна из основных важнейших задач службы эксплуатации Юдомской ГЭС обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Последствия аварий на ГЭС могут быть трагическими для всего региона и поэтому обеспечение безопасности ГЭС является задачей общегосударственного значения. Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации ГЭС регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций.

Основным является Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений». Основой является составление Декларации о безопасности ГЭС, которое определяется положением, утвержденным Правительством Российской Федерации. Данное Положение определяет содержание, порядок составления Декларации о безопасности ГЭС. Осуществление государственной экспертизы является обязательным для ГЭС при их проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитального ремонта.

Ответственность за обеспечение безопасности несет собственник гидроэлектростанции. Контроль состояния основных сооружений Юдомской ГЭС осуществляется контрольно-измерительной аппаратурой для наблюдения за напряженно-деформированным состоянием, горизонтальными и вертикальными нагрузками, сейсмическим контролем, фильтрацией воды. В состав эксплуатационного персонала входит специальное подразделение, задача которого заключается в измерении с помощью измерительной аппаратуры контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГЭС на основе анализа полученных данных.

На основании Федерального закона, о безопасности ГЭС, собственник ГЭС разрабатывает Декларацию безопасности, являющийся основным документом, со сведениями о соответствии ГЭС основным критериям безопасности.

### **7.2 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 строительным нормам и правилам, нормам технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций, Федеральным законам «Об основах охраны труда в Российской Федерации» и «О безопасности гидротехнических сооружений», санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к

производственному оборудованию, государственным стандартам безопасности труда, правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, правилам устройства электроустановок, техническому регламенту о пожарной безопасности и правилам противопожарного режима Российской Федерации и иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

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

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

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

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

Надзор за соблюдением правил по охране труда, технике безопасности персоналом гидроэлектростанций осуществляют: служба охраны труда и производственного контроля, а также органы государственной власти, уполномоченные в соответствующих областях деятельности.

Расследование несчастных случаев на гидроэлектростанциях производится в соответствии с действующим положением о расследовании и учете несчастных случаев на производстве.

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

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

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

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

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

- оформление наряда, распоряжения или перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

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

В техническую документацию по эксплуатации и техническому обслуживанию основного гидротурбинного оборудования и механической части гидрогенераторов, включая вспомогательное оборудование; по эксплуатации ГТС; по техническому обслуживанию ГТС; по техническому обслуживанию напорных металлических и железобетонных трубопроводов; по обслуживанию механизмов затворов гидротехнических сооружений; по расчистке водных объектов и сооружений от сора; по пропуску половодных и паводковых расходов воды через сооружения; по опорожнению и наполнению водохранилища и бьефа; по расчистке водохранилищ от наносов; на всех объектах ГЭС, выполняемых в зимний период; на объектах ГЭС, выполняемых под водой (водолазные работы); по обслуживанию иных объектов ГЭС, должны быть включены требования по безопасной организации работ и охране труда.

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

### **7.3 Пожарная безопасность**

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в правилах пожарной безопасности, утвержденных 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.

Руководитель ГЭС обязан:

- организовать изучение и выполнение правил пожарной безопасности всеми работниками гидроэлектростанций;
- обеспечить разработку и выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности;
- установить противопожарный режим на территории, в производственных, административных и вспомогательных помещениях, соответствующий их пожарной опасности;
- установить порядок регулярной проверки состояния пожарной безопасности ГЭС;
- назначить ответственных лиц за пожарную безопасность по каждому производственному участку и помещению;
- о каждом пожаре сообщать в местные органы пожарной безопасности, назначать комиссию для установления причин пожара и разработки противопожарных мероприятий и т.д.

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

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

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

В обязанности оперативного персонала входит: при возникновении пожара, аварии или других опасных факторов, угрожающих персоналу и нарушающих режим работы оборудования, принять меры к немедленному вызову пожарных подразделений, известить руководство гидроэлектростанции,

обесточить электрооборудование в зоне пожара, выдать письменный допуск для тушения пожара, организовать его тушение и эвакуацию, а также восстановление нормального режима работы оборудования и т.д.

Каждый работник 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.

Проверка знаний и инструкций по пожарной безопасности и конкретные требования по работе с персоналом определяются "Правилами организации работы с персоналом на предприятиях и в учреждениях энергетического производства".

На генераторах ГЭС устанавливаются защиты, которые автоматически с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора сигнализируют о наличии возгорания. В качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода. Вблизи лобовых частей обмоток статора размещают дренчерные кольцевые трубопроводы, дренчерными оросителями, ось которых направлена в сторону обмотки. Требуется достаточно высокая надежность работы защитных устройств, для того чтобы избежать возможность ложного срабатывания.

Трансформаторы на ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат достаточно большое количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. Для этого по периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых установлены дренчерные оросители.

Для минимизации рисков, связанных с пожарами на проектируемой Юдомской ГЭС приняты специальные меры. Предусмотрены специальные места для курения. Во всех зданиях, помещениях установлены пожарные датчики, а также в необходимых местах установлены огнетушители и другие средства пожаротушения.

## **7.4 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Юдомского гидроузла**

### **7.4.1 Общие сведения о районе в зоне строительства Юдомского гидроузла**

Проектируемый Юдомский гидроузел находится на границе республики Саха и Хабаровского края, на реке Юдома, в Усть-Майском улусе. Рельеф в Усть-Майском улусе горный. В районе проектируемого гидроузла, помимо реки Юдома, также протекают реки: Алдан, Джунекян и Аллах-Юнь.

Река Юдома начинается в хребте Сунтар-Хаята. Образуется от слияния рек Ниткан и Авлия. Она течет по восточной границе Юдомо-Майского нагорья и далее пересекает его. Впадает в реку Маю, крупнейший приток Алдана. Протяженность ее от слияния истоков 765 км, площадь бассейна 43700 кв. км.

В районе строительства Юдомского гидроузла местность имеет лесной таежный характер. В тайге произрастают сосна, ель, лиственница, кедр, береза и осина. Регион является одним из перспективных участков для лесозаготовок и дает возможность развития лесозаготовительной и лесоперерабатывающей промышленности.

Животный мир Якутии богат и разнообразен. Из крупных копытных на территории республики обитают лось, изюбрь, северный олень, горный (снежный) баран, широко распространены косуля, кабарга. Из хищников – бурый, белый медведи, волк, рысь, россомаха, красная лисица, песец, колонок. Из обитающих в Якутии 280 видов птиц 250 видов – гнездящиеся, 200 – пролетные, 48 – зимующие, 39 – залетные. Следует отметить черную казарку, пискульку, лебедей, сибирскую и очковую гагу, синьгу, кречета и сапсана, розовую и вилхвостую чаек, из залетных птиц особый интерес вызывают сибирский белый журавль и белый гусь. Ихтиофауна района имеет более чем 40 видов рыб. Основные – осетр, нельма, таймень, хариус, ряпушка, сиг, пелядь, чир, щука, окунь, налим, чукучан, елец.

Сельское хозяйство представлено молочно-мясным скотоводством, выращиваются картофель и другие овощи.

Улус располагает месторождениями золота, свинца, цинка, редких металлов и строительных материалов. Ведущее место в экономике занимает промышленность – добыча золота, лесозаготовки, предприятия по ремонту горной и дорожной техники, местной промышленности, производство стройматериалов.

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

При строительстве Юдомского ГУ выполняются следующие виды работ:

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

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

- создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;
- подготовка ложа водохранилища, срубка леса и очистка территории;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу;
- опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС.

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 очистку территории от остатков строений и мусора. Кроме того, в состав санитарных мероприятий входит очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности.

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

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

#### **7.4.3 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в зоне влияния ГЭС**

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

- формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
- изменение процессов переноса и седиментации наносов;
- формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды Юдомы в нижнем бьефе Юдомской ГЭС;
- формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

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

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

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



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

- технические мероприятия, исключаящие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;

- технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты;

Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с работой автотранспорта, проведением различных видов строительных работ.

Проектируемая Юдомская ГЭС расположена на территории Республики Саха (Якутия). Плотность населения в этом районе Российской Федерации 0,31 чел./км<sup>2</sup>. В прилегающих к месту строительства гидроэлектростанции районах находится поселок Югоренок, население которого составляет 371 человек на 2018 г. Площадь затопления территории для создания водохранилища равна 5 тыс. км<sup>2</sup>, в том числе 2 тыс. га сельскохозяйственных земель, 3 тыс. га лесопокрытой площади. На территории затопления отсутствуют важные экономические производственные социально-культурные объекты и населенные пункты.

В комплекс мероприятий санитарной подготовки территории входит:

- санитарная очистка территорий кладбищ, расположенных в пределах затопления;

- мониторинг водоохраных зон;

- очистка от древесной и кустарниковой растительности.

Санитарная очистка проводится на всей территории, подлежащей постоянному или временному затоплению, подтоплению и берегообрушению.

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

- перенос отдельных участков дорог, наращивание их полотна, крепление откосов, перенос линий связи и электропередачи;

- выработка полезных ископаемых или обеспечение возможности их последующей разработки;

- возмещение ущерба уничтожения нерестилищ рыб и численности диких животных и птиц.

#### **7.4.4 Охрана атмосферного воздуха**

В период подготовки строительства, производства строительства, монтажа основного и вспомогательного оборудования, эксплуатации энергетического предприятия должны соблюдаться правила и производиться контроль за атмосферным воздухом в зоне строительства. Налагаются ограничения по выбросам вредных веществ в атмосферу в соответствии с Федеральным законом «Об охране атмосферного воздуха». №96-ФЗ от 4 мая 1999 г (изм. 2015 г.).

Для снижения загрязнения атмосферного воздуха в период строительства

предусматриваются следующие организационно-технические и технологические мероприятия:

- укрытие сыпучих грузов во избежание сдувания и потерь при транспортировке;
- использование только исправного автотранспорта и строительной техники с допустимыми показателями содержания загрязняющих веществ в отработанных газах;
- использование современного оборудования с улучшенными показателями эмиссии загрязняющих веществ в атмосферу;
- обеспечение надлежащего технического обслуживания и использования строительной техники и автотранспорта;
- запрет на сверхнормативную работу двигателей автомобилей и строительной техники в режиме холостого хода в пределах стоянки на строительных площадках и объектах;
- использование технологических фильтров, пылеулавливающих устройств и гидрообеспылевания на оборудовании обогатительного и бетонного хозяйства.

#### 7.4.5 Отходы, образующиеся при строительстве

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительного-монтажных работ, образуется большое количество отходов, в том числе:

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

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{695256 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 31287 \text{ т}, \quad (7.1)$$

где  $N$  – объем бетонных работ, м<sup>3</sup> (695256 м<sup>3</sup>);

$q$  – удельный норматив образования, % ( $q = 1,8\%$ );

$\rho$  – плотность бетона, т/м<sup>3</sup> ( $\rho = 2,5 \text{ т/м}^3$ ).

Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные (код отходов по ФККО – 2014 г. 46101001205).

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 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{95 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 1,9 \text{ т}, \quad (7.2)$$

где  $N$  – количество арматуры, м<sup>3</sup> (95 м<sup>3</sup>);

$q$  – удельный норматив образования, % ( $q = 1,0\%$ );

$\rho$  – плотность арматуры, т/м<sup>3</sup> ( $\rho = 2,0$  т/м<sup>3</sup>).

Таким образом в результате строительства будет образовано 31287 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 1,9 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом

#### **7.4.6 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 предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора;

2) Мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учётом необходимых инженерных изысканий, расчётов, вариантных проработок в ТЭО, в проектах строительства водохранилищ;

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

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

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

В данный период нарушается естественный ландшафт местности. Вода, используемая для разнообразных строительных работ, возвращается в реку с механическими примесями - частицами песка, глины и т. п. Возможно загрязнение воды коммунально-бытовыми стоками строительного посёлка. Созданное водохранилище приводит к климатическим изменениям. В первые годы после заполнения водохранилища в нем появляется много разложившейся растительности, а "новый" грунт может резко снизить уровень кислорода в воде. Гниение органических веществ может привести к выделению огромного количества парниковых газов - метана и двуокиси углерода. Также на этапе строительства существуют выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, например, при сжигании топлива в ДВС автотранспорта в атмосферу поступают: диоксид и оксид азота, диоксид серы, оксид углерода, сажа, керосин, бензин нефтяной. Неизбежны строительные отходы, которые должны быть утилизированы специальным образом.

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);

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 или дренажных вод;

1.7 Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие 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 требованиями 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 водоохранной зоне;

2.9 Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;

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

### **7.4.7 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации**

В период эксплуатации Юдомской ГЭС воздействие на окружающую среду будет оказываться:

– сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;

– выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;

– образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;

– 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:

– регулирование водного режима;

– очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;

– обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;

– при проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

## 8 Технико-экономические показатели

### 8.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

Генерируемая электроэнергия является продуктом, производство и потребление которого совпадают во времени. Электроэнергия не может быть накоплена, она поставляется в электрические сети Единой энергосистемы, где происходит ее продажа на оптовом и розничном рынках. Цена электрической энергии выражается в рублях за потребленный киловатт-час.

Объемы продаж электроэнергии в прогнозном периоде представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объемов продаж электроэнергии в первые годы эксплуатации

Год	2022	2023	2024	2025	2026
Установленная мощность, МВт.	40	80	120	120	120
Число часов использования установленной мощности, ч.	2940	2940	2940	2940	2940
Выработка электроэнергии, МВт·ч.	117600	235200	352800	352800	352800
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Расходы электроэнергии на собственные нужды, тыс. МВт·ч.	1764	3528	5292	5292	5292
Объем реализации электроэнергии, млн. МВт·ч.	115836	231672	347508	347508	347508
Тариф на электроэнергию, руб./МВт·ч.	1077	1110	1143	1175	1206
Выручка от реализации электроэнергии, млн. руб.	124,76	257,16	397,20	408,32	419,09
НДС к выручке, млн. руб.	20,79	42,86	66,2	68,05	69,85

С помощью данной таблицы, можно сделать вывод, что объем выручки увеличивается со временем. Связано это с повышением установленной мощности, а также с ростом тарифов на электроэнергию.

### 8.2 Текущие расходы на производство электроэнергии

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

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;

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

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

Амортизационные отчисления рассчитаны исходя из среднего срока службы основного оборудования.

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

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

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс. руб./МВт	Величина, тыс. руб.
Расходы на оплату труда	255,2	20416,0
Прочие расходы	274,0	21920,0
Итого		42336,0

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

Таблица 8.3 – Эксплуатационные расходы гидроузла

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

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

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Величина, млн. руб.
ОАО "СО - ЕЭС"	135,38 тыс. руб./МВт	10,83
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс. руб./МВт·ч	0,76
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс. руб./ МВт·ч	0,22
Итого		11,81

В соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации налог на воду для водопользователей, использующих её в энергетических целях, для реки Юдома составляет 4,8 рублей за 1 тыс. кВт·ч электроэнергии.

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

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Год	2022	2023	2024	2025
Амортизационные отчисления, млн. руб.	8,75	16,25	19,79	27,71
Расходы на страхование, млн. руб.	5,17	8,83	10,6	14,2
Эксплуатационные затраты, млн. руб.	63,5	63,5	63,5	63,5
Расходы на ремонт производственных фондов, млн. руб.	0,32	0,55	0,66	1,33
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн. руб.	17,7	17,7	17,7	17,7
Налог на воду, млн. руб.	4,97	4,97	4,97	4,97
Итого, млн. руб.	100,43	111,8	117,2	129,4

Сделав вывод, по данным из таблицы 8.5, можно сделать вывод, что затраты увеличиваются за счет ежегодного увеличения расходов на страхование и ремонт производственных фондов. Данные с таблицы 8.5 представлены на рисунке 8.1.

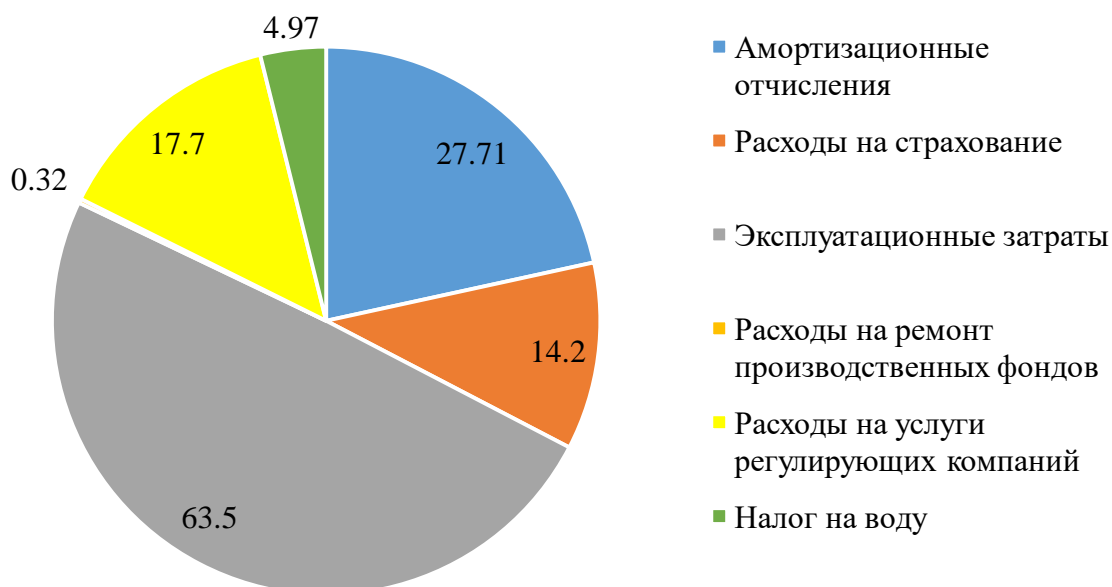


Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %

Анализируя график 8.1, делаем вывод, что наибольшие затраты будут из-за эксплуатационных затрат и амортизационных отчислений.



### 8.3 Налоговые расходы

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

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

Налоговые расходы за 2025-2029 гг. приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Год	2022	2023	2024	2025	2026
Налог на прибыль, млн. руб.	158,2	161,1	165,8	168,3	173,6
НДС, млн. руб.	174,7	113,9	161,8	150,8	214,7
Взносы в соц. фонды, млн. руб.	35,8	35,8	35,8	35,8	35,8
Налог на имущество, млн. руб.	10,9	17,8	22,1	29,9	31,1
Итого	379,6	328,6	385,5	384,8	455,2

Анализируя полученные данные, можно сделать вывод о том, что большую часть налогов составляют НДС (39,2%) и налог на прибыль (43,7%).

По таблице 8.6 наблюдается рост налоговых расходов за счет увеличения НДС и налога на прибыль.

### 8.4 Оценка суммы прибыли

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

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

Данные за первые годы проекта представлены в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Годовая прибыль за первые годы эксплуатации.

Год	2022	2023	2024	2025	2026
Выручка (нетто), млн. руб.	959,7	988,8	1020,1	1048,4	1075,8
Текущие расходы млн. руб.	100,4	111,8	117,2	129,4	130,3

Продолжение таблицы 8.7

Год	2022	2023	2024	2025	2026
ЕВИТ (прибыль до налогообложения) млн. руб.	954,7	983,9	1015,1	1043,4	1070,9
Скорректированный налог на прибыль млн. руб.	158,6	161,3	166,1	168,6	174,0
НОПАТ (чистая прибыль) млн. руб.	634,4	645,2	664,4	674,6	696,2
Ставка налога на прибыль, %	20	20	20	20	20

По данным таблицы 8.7 видно, что величина чистой прибыли напрямую зависит от величины выручки.

Чистая прибыль активно прирастает, что позволяет быстро и в больших объемах формировать доходы бюджета и денежные накопления предприятия.

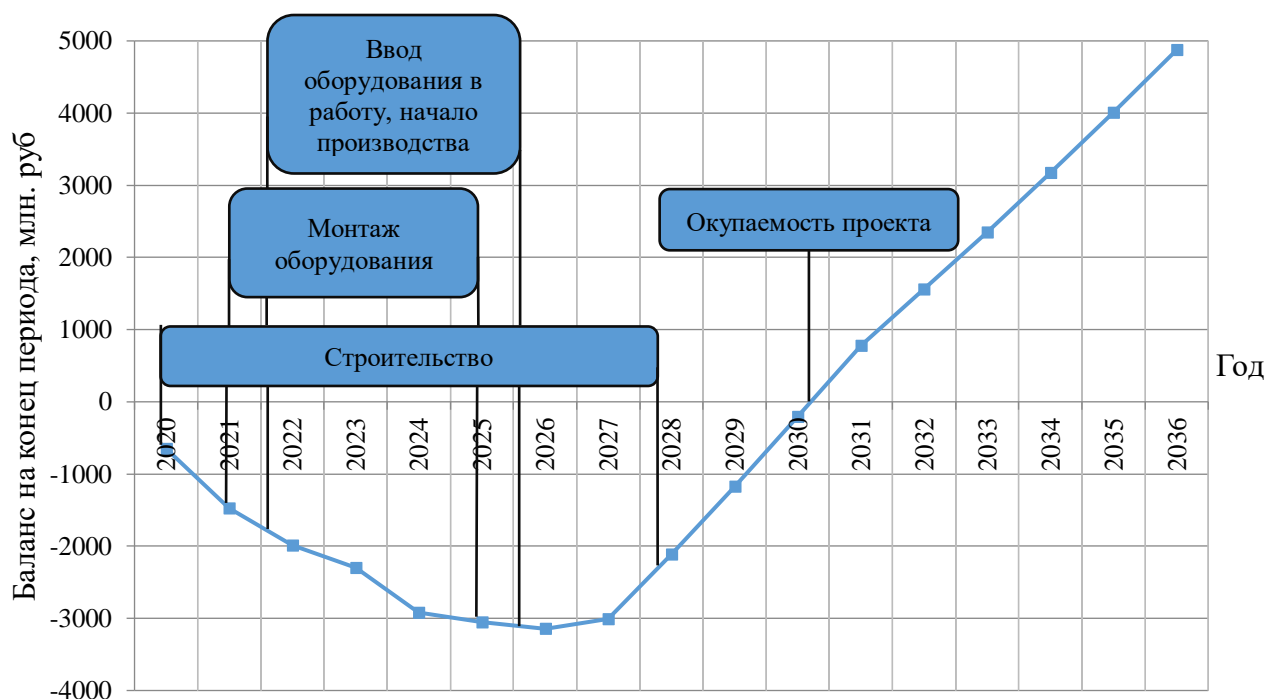


Рисунок 8.2 – Анализ денежных потоков с указанием этапов реализации проекта

Вывод: по данному графику видно, что в период возведения первой очереди оборудования с 2020 по 2021 год, и наблюдается отрицательный денежный поток. В период с 2021 по 2024 год также отрицательный денежный поток, так как идет возведение последующих очередей. В последствии энергия будет вырабатываться, затраты будут уменьшаться, и будет положительный денежный поток и начнет приходить прибыль – проект окупился.

## 8.5 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.»).

## 8.6 Методология и исходные данные оценка инвестиционного проекта

Расчет эффективности проекта проводится в соответствии с:

а) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТОЭ и ТОЭ», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г. №155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

б) Едиными сценарными условиями ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.

Расчеты производились с использованием программного продукта «ProjectExpert». Для целей финансово-экономического моделирования приняты следующие предпосылки:

- период прогнозирования для Юдомской ГЭС составляет 25 лет;
- созданная финансовая модель соответствующей реалиям российской экономики.
- предполагается, что в течение времени реализации проекта не будет происходить глобальных изменений существующих правил и законов.

## 8.7 Коммерческая эффективность проекта

Основные показатели коммерческой эффективности реализации проекта сводятся к расчетам показателей эффективности инвестиций, представленных в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Показатели эффективности инвестиций проекта

Ставка дисконтирования, %	11,60
Период окупаемости - РВ, мес.	133
Чистый приведенный доход – NPV, руб.	552541749
Индекс прибыльности – PI	1,22
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	13,55
Себестоимость руб./кВт·ч.	0,55
Удельные капиталовложения, руб./кВт.	66250

Из показателей, которые приведены в таблице 8.8 видно, что период окупаемости составляет 11,1 года, такой срок будет приемлем и не убыточен для проекта.

Также индекс прибыльности больше единицы, что указывает на перспективность развития проектируемой ГЭС.

## 8.8 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отображают изменения доходов федерального и регионального бюджета от реализации данного проекта. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений, величины которых представлены в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты

Год	2024	2025	2026	2027	2028	2029
В Федеральный бюджет, млн. руб.	368,4172	359,9725	429,0835	343,5944	196,5534	197,4372
В региональный бюджет, млн. руб.	22,04889	29,9601	31,10097	39,63667	116,8355	140,4986
Налоговые поступления, млн. руб.	390,6768	390,1434	460,3952	383,4417	313,5997	338,1465

Как видно из таблицы 8.9 большую часть налоговых поступлений составляют поступления в федеральный бюджет, складывающиеся из водного налога, налога на добавленную стоимость, взносов во внебюджетные фонды и налога на прибыль. Меньшую часть составляют поступления в региональный бюджет, она формируется из налога на имущество.

Происходит постепенный ввод в эксплуатацию новых мощностей, и связанный с этим рост производства электроэнергии, ввиду чего увеличиваются налоговые поступления.

## 8.9 Анализ чувствительности инвестиционных проектов

Анализ чувствительности позволяет определить, насколько сильно изменится эффективность проекта при определенном изменении одного и параметров проекта.

К факторам чувствительности относятся:

- инвестиционные затраты;
- ставки дисконтирования;
- тарифы на электроэнергию;
- цены сбыта.

Анализ изменение PI по следующим параметрам: ставке налогов, объему инвестиций, цене сбыта, заработной плате персонала в диапазоне от -40 до 40 %, получены следующие результаты и представлены на рисунках 8.3 – 8.5.

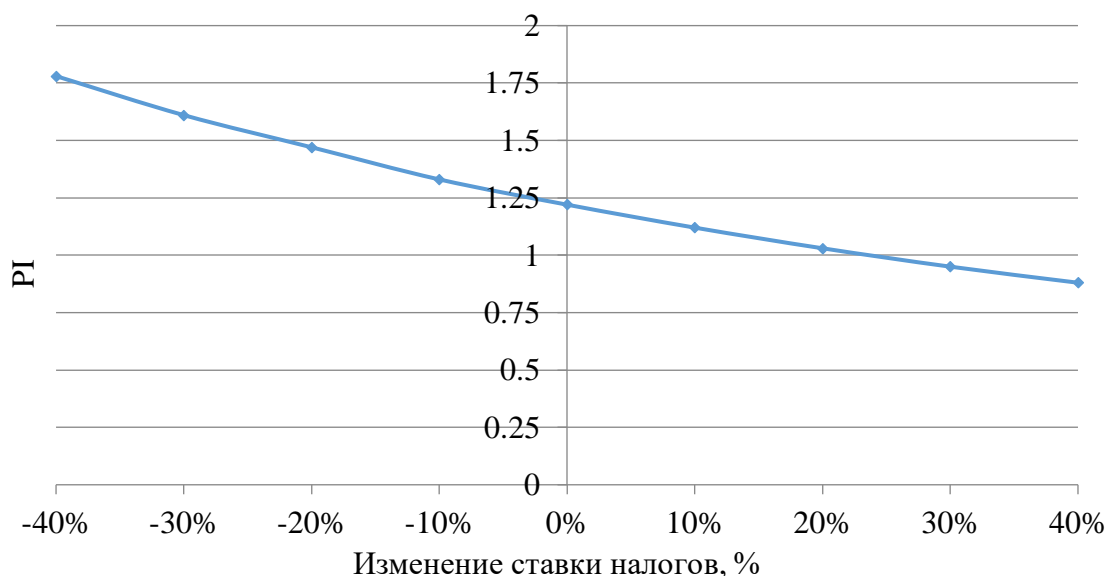


Рисунок 8.3 – Изменение величины PI от ставки налогов

Из рисунка 8.3 видно, что при уменьшении ставки налогов, индекс прибыльности увеличивается, а при увеличении – наоборот, то есть присутствует достаточно сильная обратная зависимость. При уменьшении ставки налогов, проект будет быстрее окупаться ввиду увеличения чистой прибыли.

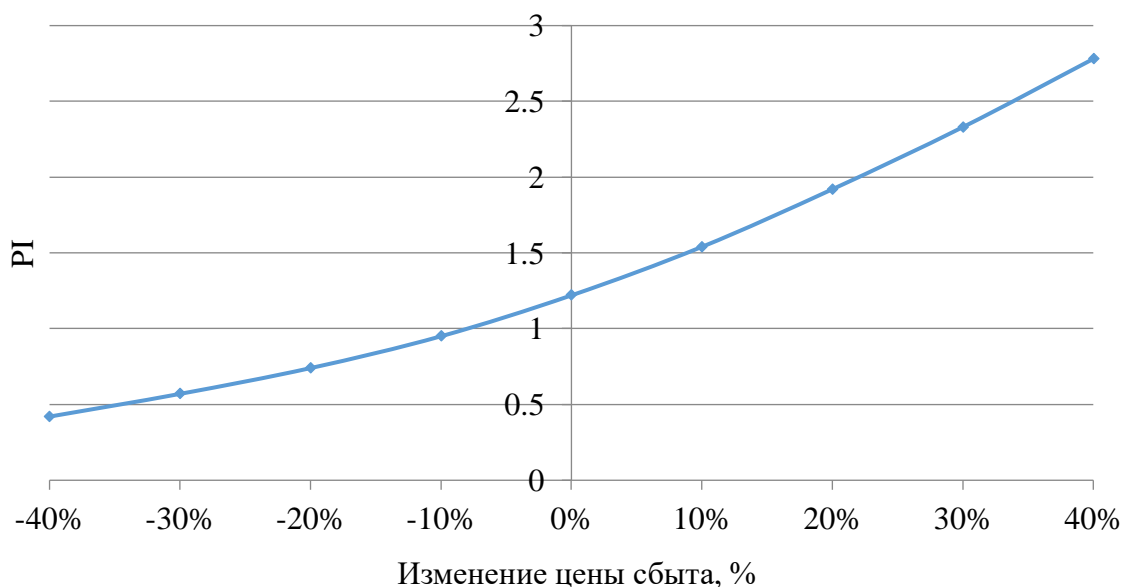


Рисунок 8.4 – Изменение величины PI от цены сбыта

По данному графику можно сказать, что такой показатель, как индекс прибыльности напрямую зависит от цены сбыта: с увеличением цены сбыта, растет прибыль с каждой единицы продукции, соответственно и растет индекс прибыльности.

Изменение величины чистого приведенного дохода (NPV) от ставки дисконтирования представлено на рисунке 8.5:

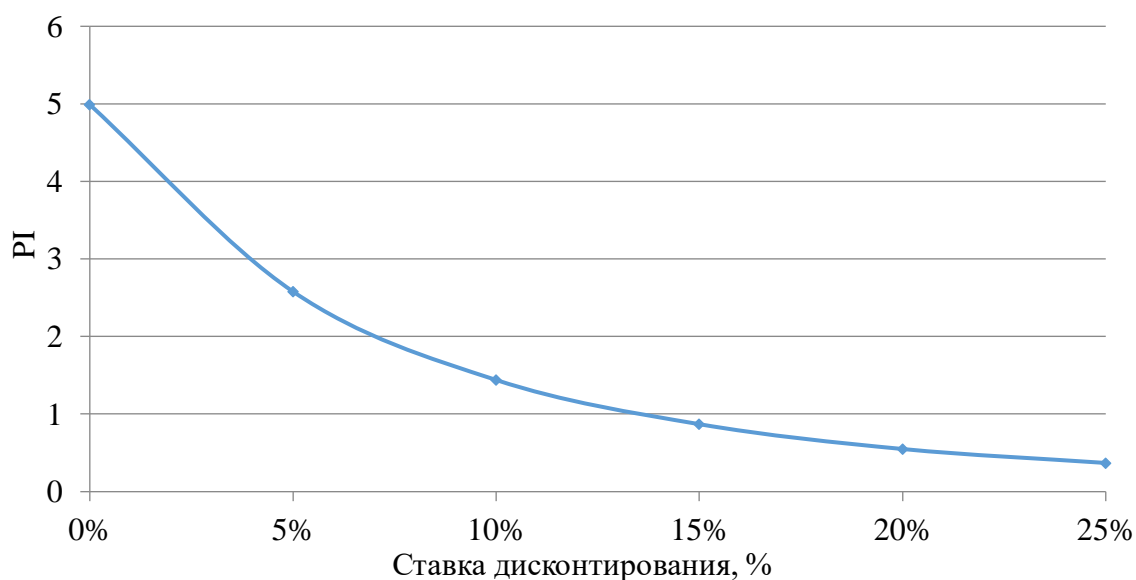


Рисунок 8.5 – Изменение величины PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования, %

По данному графику можно сделать вывод, что величина NPV имеет обратную зависимость от ставки дисконтирования. Чем выше ставка дисконтирования, тем меньше чистый приведенный доход. При превышении ставки дисконтирования 15% проект неэффективен.

## 9 Современные СОПТ и методы контроля изоляции СОПТ

### 9.1 Общие сведения о системе оперативного постоянного тока

Устройства релейной защиты и автоматики играют важную роль в энергосистеме, поэтому нужно гарантировать их максимальную устойчивость и живучесть. Для обеспечения надежного питания вторичных устройств используется постоянный оперативный ток. Система оперативного постоянного тока является системой электростанции, от надежности которой зависит способность станции безаварийно выполнять свои функции и к ней предъявляются особые требования.

Системой оперативного постоянного тока (СОПТ) называется совокупность источников питания, коммутационных и защитных электрических аппаратов, электрических цепей и потребителей постоянного тока (систем управления, защиты, автоматики и сигнализации электростанций).

К современным СОПТ предъявляются требования высокой надежности чтобы обеспечить питание приемников, таких как:

- устройства РЗиА;
- устройства управления и приводов высоковольтных выключателей;
- устройства связи, обеспечивающие передачу сигналов и команд РЗиА;
- устройства сигнализации;
- устройства противоаварийной автоматики;
- устройства коммуникации, обеспечивающие передачу сигналов и команд между устройствами релейной защиты и автоматики;
- устройства коммерческого учета электроэнергии;
- устройства сбора информации для автоматизированной системы управления технологическими процессами и системы сбора и передачи информации;
- приводы автоматических вводных и секционных выключателей щитов собственных нужд напряжением 0,4 кВ;

СОПТ также должна обеспечивать резервное питание для следующих электроприемников;

- инверторов резервного питания АСУ ТП;
- питание аварийного освещения помещения АБ, общеподстанционного пункта управления, щитов РЗиА, ЗРУ, насосных камер, задвижек пожаротушения.

Все приемники, присоединенные к СОПТ очень важны, и потеря питания электроприемников может привести к выходу из строя всего оборудования, установленного на электростанции.

Таким образом, построение СОПТ представляет собой целый комплекс задач, которые стоят перед производителем. Под каждый проект необходим индивидуальный подход и правильная подборка комплектующих, полностью подходящих под требования заказчика.

## **9.2 Требования, предъявляемые к системе оперативного постоянного тока**

Для определения требования СОПТ рассматривались следующие стандарты: СТО РусГидро 02.02.105-2013 «Гидроэлектростанции. Системы оперативного постоянного тока. Технические требования, типовые технические решения», СТО 56947007-29.120.40.041-2010 «Системы оперативного постоянного тока подстанции. Технические требования».

С СОПТ предъявляются следующие общие требования:

– СОПТ должна обеспечивать бесперебойное рабочее и резервное электропитание потребителей постоянного тока, размещаемых в здании ГЭС, на гидротехнических сооружениях и на площадках РУ.

– в СОПТ должна применяться система заземления ИТ (изолированная нейтраль);

– номинальное значение напряжения СОПТ на ГЭС и ГАЭС должно составлять 220 В;

– напряжение на шинах ЩПТ (щит постоянного тока) в нормальных условиях эксплуатации допускается поддерживать на 5% выше номинального напряжения.

– обеспечение работы СОПТ в режиме аварийного разряда АБ не менее 30 минут при питании от каждой из взаиморезервированных АБ;

– срок работы оборудования, используемого в СОПТ, должен быть не менее чем 20 лет.

## **9.3 Состав оборудования систем оперативного постоянного тока**

Система оперативного постоянного тока состоит из следующего оборудования и устройств:

– аккумуляторные батареи (АБ);

– устройства заряда-подзаряда (ЗВУ);

– щиты постоянного тока (ЩПТ);

– шкафы распределения оперативного тока (ШРОТ);

– устройства автоматики и контроля;

– силовые и контрольные кабели;

– устройства мониторинга СОПТ.

Структурная схема СОПТ представлена на рисунке 9.1



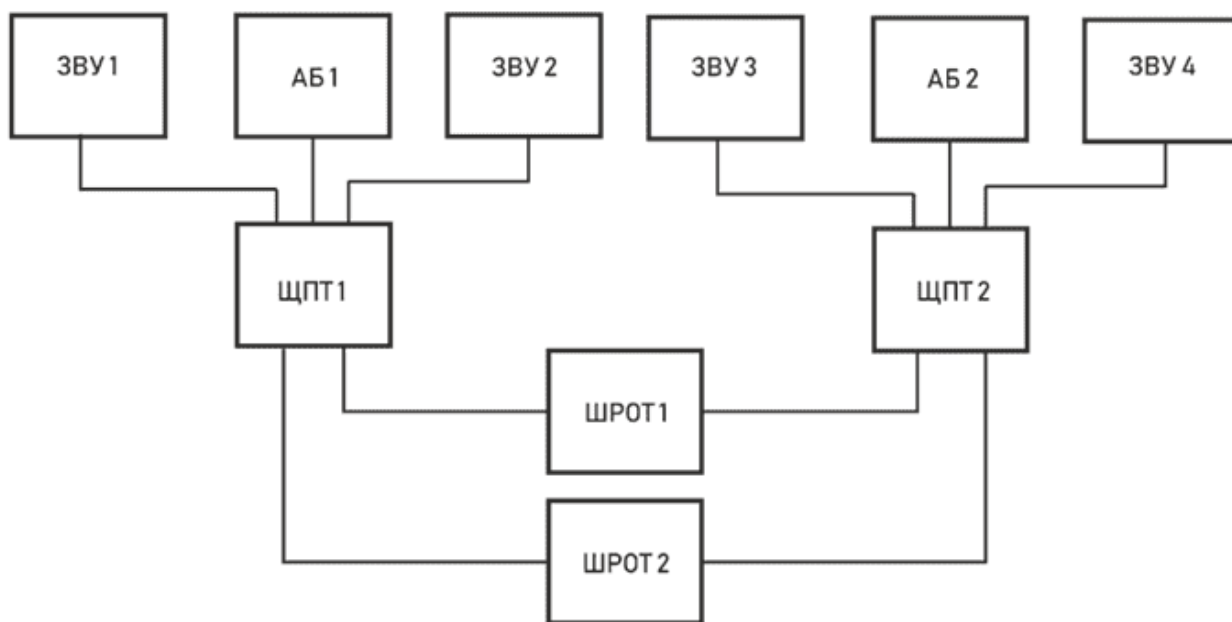


Рисунок 9.1 – Структурная схема СОПТ

Схема СОПТ показанная на рисунке 9.1, является универсальной схемой. Она обладает высокими показателями надежности, имеет большую гибкость и ремонтнопригодность. Основным недостатком представленной схемы, высокая стоимость всего необходимого оборудования. На схеме реализуется двухуровневая защита потребителей. Построение данной схемы производится в соответствии с требованиями Стандарта.

Структура схемы электрических соединений проектируемой СОПТ определяется следующими требованиями:

- обеспечение необходимого уровня напряжения потребителей как в нормальном режиме работы, так и в режиме аварийного разряда;
- возможность выполнения селективной защиты питания потребителей СОПТ от металлических и дуговых КЗ;
- обеспечение возможности нормальной эксплуатации и технического обслуживания АБ и цепей вводов рабочего и резервного питания ЩПТ без потери питания потребителей СОПТ;
- обеспечение возможности выполнения ремонтных и регламентных работ без ограничения режимов работы основного оборудования;
- при реконструкции СОПТЯ, схема электрических соединений и применяемое оборудование должны иметь возможность поэтапной реконструкции без ограничения режимов работы основного оборудования;
- схема электрических соединений СОПТ должна быть проста.

### 9.3.1 Аккумуляторные батареи

Аккумуляторные батареи предусмотрены для питания электроприемников постоянного тока при отсутствии питания от зарядных устройств.

Аккумуляторные батареи в системе оперативного постоянного тока являются важным узлом и к ним предъявляются требования:

- высокая надёжность и способность аккумуляторной батареи обеспечивать требуемую разрядную ёмкость и достаточный уровень напряжения у потребителей в течение всего срока службы, а также длительный (не менее 20 лет) срок работы;

- на ГЭС должны использоваться стационарные мало обслуживаемые свинцово-кислотные аккумуляторы вентилируемого типа;

- рекомендуется применять АБ с пластинами большой поверхности типа GroE, имеющие срок эксплуатации не менее 25 лет.

Требуемое количество аккумуляторных батарей определяется:

- количеством и мощностью потребителей СОПТ;

- возможностью обеспечения требуемого уровня напряжений у потребителей в нормальном и аварийных режимах;

Помещения, в которых устанавливаются аккумуляторные батареи, являются помещениями повышенной опасности. Требования, предъявляемые к помещениям по стандарту:

- аккумуляторное помещение должно быть оборудовано принудительной проточно-вытяжной системой;

- помещения, в которых производится заряд аккумуляторов при напряжении более 2,3 В на элемент, должны соответствовать требованиям к взрывоопасным помещениям класса В-Ia;

- аккумуляторные батареи должны размещаться в разных помещениях;

- в помещении с АБ должна поддерживаться постоянная температура воздуха ( $+20^{\circ}\text{C} \pm 5^{\circ}\text{C}$ ).

Температура оказывает сильное влияние на работоспособность и срок службы аккумуляторов. Понижение температуры ниже допустимого предела, может привести к снижению емкости батареи, что приведет к сокращению срока службы. При повышенной температуре, так как аккумулятор герметичный, может происходить закипание электролита и произойдет открытие клапана, разгерметизация аккумулятора. В случае повреждения оболочки корпуса АБ в окружающей среде будет выброшены испарения газа.

Производители свинцово-кислотных аккумуляторов не предусматривают их эксплуатацию при температурах выше  $60^{\circ}\text{C}$ , так как уже при температуре выше  $45^{\circ}\text{C}$  срок их службы многократно сокращается. Например, если батарею, рассчитанную на 25 лет работы при  $20^{\circ}\text{C}$ , непрерывно эксплуатировать при  $50^{\circ}\text{C}$ , то учитывая прочие негативно воздействующие факторы, она будет работоспособной 5 лет. Зависимость срока службы АБ от температуры представлена на рисунке 9.2.

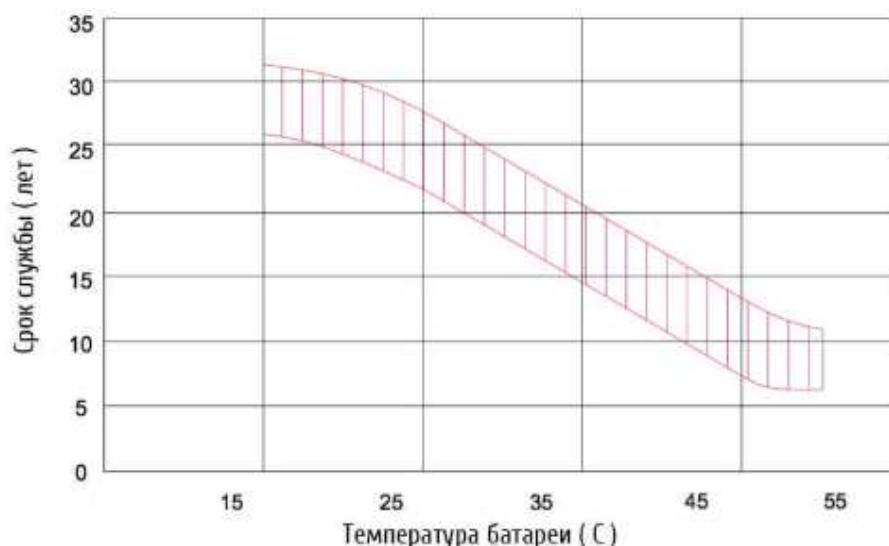


Рисунок 9.2 – Зависимость срока службы от температуры

Данные, о температуре окружающего воздуха в помещении АБ, должны регистрироваться системой мониторинга. Система мониторинга, на основе полученных данных, должна производить диагностику о состоянии аккумуляторов и воздействия на него температуры.

В требованиях действующего стандарта РусГидро, отсутствует пункт по контролю напряжения на каждом элементе АБ. Опыт эксплуатации показывает, что такой контроль осуществлять необходимо, так как выход из строя отдельного элемента, приведет к нарушению электроснабжения подключенных потребителей. Производить необходимые замеры, должен производить обслуживающий персонал, либо при помощи системы мониторинга.

Режим нормальной эксплуатации подразумевает возможность организации регламентных и ремонтных работ по обслуживанию АБ и цепей вводов рабочего и резервного питания ЩПТ без потери или снижения надёжности питания потребителей СОПТ. Для этого необходимо устанавливать не менее двух аккумуляторных батарей, работающих в режиме взаиморезервирования, при котором в случае вывода на ремонт или обслуживания одной из батарей, оставшаяся в работе обеспечит питание потребителей СОПТ как в нормальном режиме, так и в режиме аварийного разряда.

### 9.3.2 Зарядно-подзарядные устройства

Зарядные устройства используются для обеспечения подзаряда АБ при постоянном стабилизированном напряжении поддерживающего заряда, установленного производителем АБ. Обеспечивают компенсацию потерь ёмкости, вследствие саморазряда или кратковременных разрядов. При нормальном режиме работы СОПТ ЗУ обеспечивают питание постоянной нагрузки СОПТ.

Количество зарядно-подзарядных агрегатов определяется количеством АБ. Питание ЗУ производится от общестанционных секций РУСН – 0,4 кВ.

ЗУ должны автоматически включаться в случае восстановления питания со стороны переменного напряжения и продолжать работу в установленном режиме. Питание взаиморезервирующих ЗУ необходимо осуществлять от разных секций ЩСН 0,4 кВ.

Основные требования, предъявляемые к зарядно-подзарядным устройствам:

- два зарядных устройства одной АБ не должны размещаться в одном или рядом установленных шкафах;

- зарядно-подзарядные устройства должны обеспечивать точность стабилизации выходного напряжения в режиме поддерживающего заряда не хуже  $\pm 1\%$ ;

- уровень пульсаций на активной нагрузке без АБ должен быть не более  $\pm 0,5\%$  во всем диапазоне допустимых нагрузок;

- зарядно-подзарядные устройства должны иметь систему блокировки включения режима заряда АБ, при отключенной приточно-вытяжной вентиляции помещения аккумуляторной батареи.

### 9.3.3 Щиты постоянного тока

Щит постоянного тока используется для подключения источников питания, и распределения электроэнергии по группам электроприемников СОПТ. ЩПТ обеспечивает бесперебойное питание оперативных цепей управления, защиты, автоматики и сигнализации, аварийного освещения.

Шкафы щитов постоянного тока должны удовлетворять следующим требованиям:

- количество ЩПТ на ГЭС должно быть равно числу АБ;

- в пределах каждого ЩПТ должны размещаться коммутационные и защитные аппараты, устройства контроля изоляции, устройства мониторинга, устройства защиты от перенапряжений, местная сигнализация;

- ЩПТ должен располагаться в шкафах двухстороннего обслуживания, и оборудован открывающимися дверьми на лицевой и задней стороне, для технического контроля и оперативного управления;

- размещение ЩПТ производится так, чтобы обеспечить свободный доступ персонала к оборудованию для производства ремонта или выполнения технического обслуживания.

Щит постоянного тока, оборудован устройствами для визуального контроля:

- тока в цепи АБ;

- целостности цепи АБ;

- сопротивления изоляции полюсов сети относительно «земли»;

- напряжения на шинах.

### **9.3.4 Шкафы распределения оперативного тока**

Шкафы распределения оперативного тока предназначены для распределения электроэнергии постоянного тока по цепям питания конечных потребителей.

Основные требования предъявляемое к шкафам распределения оперативного тока;

- ШРОТ с отключающими защитными аппаратами должны устанавливаться в непосредственной близости от электроприемников;

- ШРОТ должны иметь вводы питания от разных секций одного ЩПТ или от ЩПТ разных АБ. Каждый ввод должен подключаться через коммутационный аппарат для обеспечения проведения ремонтных работ.

### **9.3.5 Силовые и контрольные кабели**

Для питания потребителей СОПТ, применяют кабели с медными жилами и изоляцией, которая не подвергается горению.

Сечение жилы кабеля выбирается по следующим требованиям:

- обеспечение возможности длительного протекания рабочего тока нагрузки;

- обеспечение требуемого уровня напряжения у потребителей;

- обеспечение защиты цепи от коротких замыканий с сохранением термической стойкости кабеля;

### **9.3.6 Система мониторинга**

Система мониторинга ЩПТ интегрируется в АСУ ТП ГЭС через технологическую сеть передачи данных посредством резервированных цифровых каналов связи. Должна обеспечиваться автоматическая передача сигнализации, осциллограмм и измерений на стационарный уровень АСУ ТП.

Мониторинг СОПТ должен обеспечивать автоматический контроль и регистрацию параметров режима СОПТ, оповещение персонала об отклонениях параметров режима от допустимых значений.

Система мониторинга должна обеспечивать автоматическую регистрацию и осциллографирование следующих параметров:

- ток в цепи АБ;

- напряжение между выводами АБ;

- напряжение на сборках ЩПТ;

- пульсаций тока заряда;

- сопротивление изоляции полюсов распределительной сети относительно «земли» с устройствами контроля изоляции и напряжений полюсов на ЩПТ относительно «земли».

Система мониторинга должна обеспечивать автоматический контроль и фиксацию:

- целостности цепи АБ;
- симметрии напряжений групп аккумуляторов АБ;
- исправности ЗУ;
- положения и состояния всех защитных аппаратов ЩПТ;
- состояние автоматических выключателей ШРОТ.

Система мониторинга должна иметь не менее двух вводов питания с функцией АВР. Рекомендуется иметь один ввод питания от сети переменного тока, второй ввод от сети постоянного тока.

Основные модули системы мониторинга:

1) микропроцессорное устройство – обеспечивает сбор и анализ информации всех модулей;

2) блок управления и индикации – многофункциональный жидкокристаллический дисплей и панель управления. Показывает на дисплее данные по контролируемой системе, через блок управления осуществляется ввод и изменение уставок, настройка устройств, входящих в систему мониторинга. Блок управления и индикации располагается на двери шкафа;

3) модуль измерения – модули оперативного измерения, цифрового осциллографирования и архивации данных;

4) модуль анализа – показывает состояние коммутационной аппаратуры и выявляет аварийное срабатывание автоматических выключателей. Контроль состояния коммутационной аппаратуры осуществляется с помощью блок-контактов, по контролю напряжения непосредственно за защитными аппаратами.

Для контроля величины тока, протекающего в цепи питания ЩПТ от АБ, на двери шкафа установлен амперметр. Для контроля тока подзаряда устанавливается отдельный прибор с соответствующей шкалой.

Для контроля величин напряжений АБ и напряжений на секциях ЩПТ, на двери шкафа устанавливают вольтметры.

На дверцы шкафов распределения щитов постоянного тока должна быть предусмотрена местная визуальная сигнализация положения защитных аппаратов и мнемосхема.

#### **9.4 Устройства контроля изоляции**

Сети постоянного тока являются одними из наиболее ответственных систем на объекте. Их безотказное функционирование гарантирует правильную работу систем управления, регулировки, измерения и защит на объектах электроэнергетики. Сети постоянного тока довольно часто являются разветвлёнными, а их протяженность может достигать нескольких десятков километров. Они в значительной степени подвержены влиянию внешних отрицательных факторов, ухудшающих состояние изоляции (старение, механическое повреждение или увлажнение изоляции). Основная неисправность

в системе постоянного тока – это снижение сопротивления изоляции полюсов относительно «земли». Наличие «земли» в СОПТ указывает на то, что один из полюсов замыкается на землю. Замыкания в сети постоянного тока приводят к ложному срабатыванию систем управления, контроля и измерений, чем создают опасность для жизни человека, а также повышают вероятность возникновения короткого замыкания. Для борьбы с этим используют специальное оборудование, устройства контроля изоляции (УКИ).

Для контроля сопротивления изоляции в сети оперативного постоянного тока на каждом из ЩПТ ГЭС должна применяться система контроля изоляции и автоматизированного поиска «земли».

УКИ должно обеспечивать контроль и измерение сопротивления изоляции полюсов сети СОПТ относительно «земли» автоматически и подавать сигналы о снижении сопротивления изоляции ниже допустимых пределов:

- предупредительный «напряжение изоляции снижено» - при снижении уровня изоляции одного или одновременно двух полюсов ниже 135 кОм;
- аварийный «земля в сети» - при снижении уровня изоляции ниже 20 кОм.

УКИ подключается по схеме измерительного моста с привязкой полюсов через резисторы к «земле». Система позволяет определить фидер (присоединение), в котором произошло повреждение изоляции без отключения потребителей, а также обеспечивает контроль и поиск повреждения в различных эксплуатационных режимах СОПТ.

Работа УКИ не должна вызывать ложное срабатывание устройств релейной защиты и автоматики.

#### 9.4.1 Схема контроля изоляции Т-образный мост

Построение схемы основано на мостовом соединении резисторов  $R_1$  и  $R_2$  и обмотки реле РН51/32 (РКИ). Резисторы установлены последовательно и присоединены к полюсам СОПТ, а реле РКИ подключается между общей точкой резисторов и землей. Работа схемы основана на принципе моста, а в диагональ подключено реле. Упрощенная схема УКИ Т-образного моста представлена на рисунке 9.3.

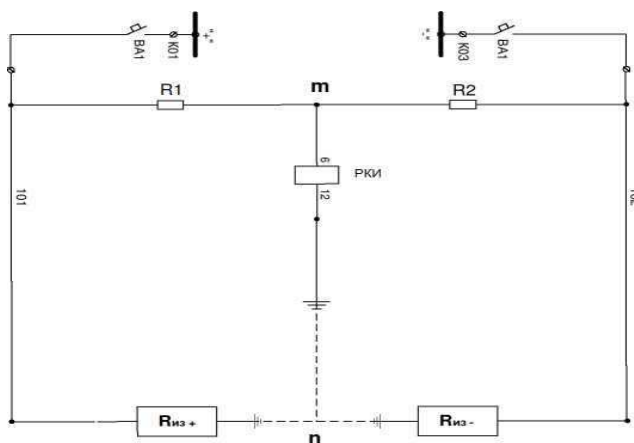


Рисунок 9.3 – Упрощенная схема УКИ Т-образного моста

При нормальном режиме работы СОПТ, сопротивление изоляции полюсов СОПТ:  $R_{из+} = R_{из-}$ , а потенциалы на плечах Т-моста уравновешены, ток в общей точке равен 0 и  $U_{рки} = 0$ . Напряжение полюсов СОПТ относительно земли распределяются пропорционально сопротивлениям изоляции полюсов и равны половине напряжения АБ  $|U_+| = |U_-| = 115$  В.

При снижении сопротивления изоляции одного из полюсов СОПТ, уменьшается напряжение на этом полюсе относительно земли и в этот момент увеличивается напряжение другого полюса. При возникновении металлического замыкания одного из полюсов СОПТ на землю, полное напряжение АБ прикладывается к противоположному полюсу.

Достоинства схемы Т-моста:

- схема выравнивает потенциалы полюсов СОПТ;
- отсутствие ложных срабатываний устройств РЗиА при металлических замыканиях на землю одного из полюсов СОПТ.

Недостатки схемы Т-моста:

- схема не реагирует на симметричное снижение сопротивления изоляции СОПТ;
- слабая чувствительность к снижению сопротивления изоляции СОПТ за большим сопротивлением;
- отсутствие регистрации параметров СОПТ;
- отсутствие наглядной информации об истинном значении сопротивления изоляции СОПТ.

#### 9.4.2 Метод трех отсчетов вольтметра

Суть работы данного метода заключается в поэтапном измерении вольтметром с известным сопротивлением  $r_v$  напряжений:  $U$  – рабочее напряжение,  $U'$  – напряжение между положительным полюсом и землей,  $U''$  – напряжение между отрицательным полюсом и землей.

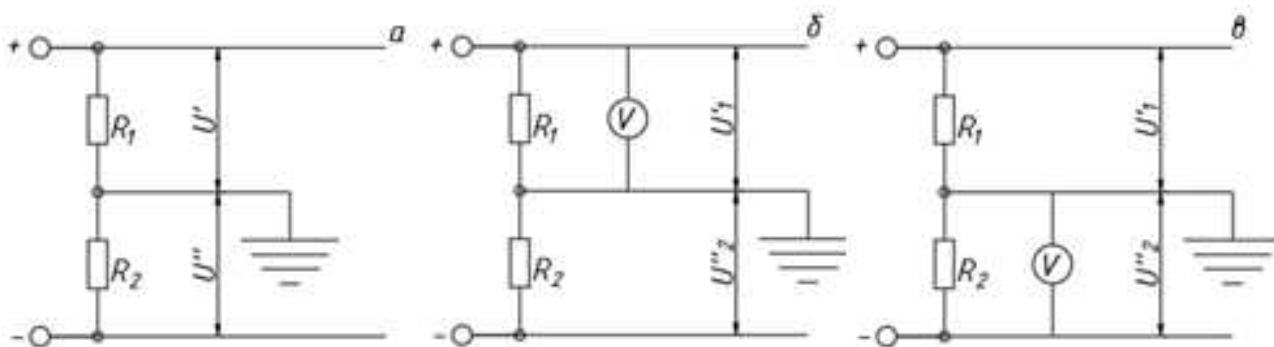


Рисунок 9.4 – Эквивалентная схема сети постоянного тока

На рисунке 9.4(а) представлена эквивалентная схема сети постоянного тока с сопротивлениями изоляции  $R_1$  и  $R_2$  и рабочим напряжением  $U$ .



Напряжения  $U'$  и  $U''$  пропорциональны соответствующим сопротивлениям изоляции и выполняется соотношение:

$$\frac{U'}{U''} = \frac{R_1}{R_2}, \quad (9.1)$$

$$U' + U'' = U. \quad (9.2)$$

Если для измерения этих напряжения между полюсами сети и корпусом использовать вольтметры с их внутренним сопротивлением  $r_v$ , то получим соотношение:

$$\frac{U'_1}{U''_2} = \frac{R'_1}{R'_2} = \frac{R_1(R_2+r_v)}{R_2(R_1+r_v)}. \quad (9.3)$$

Данный метод контроля изоляции раньше использовался для отображения однополюсных снижений сопротивления изоляции и однополюсных замыканий на землю.

В результате измерений не получится определить сопротивление изоляции сети  $R$ , так как система уравнений неполная. Эквивалентная схема состоит из трех контуров, в то время как сама система содержит только два уравнения. Для решения проблемы, в сеть вносят поправки.

При включении вольтметра, показанное на рисунке 9.4(б), меняется эквивалентное сопротивление между положительным полюсом сети и землей (за счет шунтирования сопротивления изоляции  $R_1$  с внутренним сопротивлением вольтметра  $r_v$ ). По полученным данным получаем формулу:

$$R'_1 = \frac{R_1 r_v}{R_1 + r_v}. \quad (9.4)$$

Сопротивление между отрицательным полюсом сети и корпусом не изменится, но уменьшится напряжение между положительным полюсом и землей:  $U_1 < U'$ , следовательно  $U_2 > U''$ .

При включении вольтметра, показанное на рисунке 9.4(в), получаем:  $U_2 < U''$ . По условию  $U' + U'' = U$ , а используя метод трех расчетов получаем выражение:

$$U_1 + U_2 < U \quad (9.5)$$

Выражение (9.5) образуется за счет намеренного поочередного уменьшения сопротивлений между полюсами сети и землей путем шунтирования сопротивлений изоляции  $R_1$  и  $R_2$  известным сопротивлением  $r_v$ .

По полученным данным составим новую систему уравнений:

Для положительного полюса:

$$\frac{U_1}{U'_2} = \frac{R'_1}{R_2} = \frac{U_1}{U_{AB} - U_1} = \frac{R_1 r_v}{R_2 (R_1 + r_v)}, \quad (9.6)$$

где

$$R_2 = \frac{R_1 r_v (U_{AB} - U_1)}{U_1 (R_1 + r_v)}. \quad (9.7)$$

Для отрицательного полюса:

$$\frac{U_2}{U_1'} = \frac{R_2'}{R_1} = \frac{U_2}{U_{AB} - U_2} = \frac{R_2 r}{R_1 (R_2 + r_v)}, \quad (9.8)$$

где

$$R_1 = \frac{R_2 r_v (U_{AB} - U_2)}{U_2 (R_2 + r_v)}. \quad (9.9)$$

При решении системы уравнений  $R_1$  и  $R_2$  получим выражения эквивалентного сопротивления сети:

$$R_2 = r_v \frac{(U_{AB} - U_1 - U_2)}{U_1} = r_v \left( \frac{U_{AB} - U_2}{U_1} - 1 \right), \quad (9.10)$$

$$R_1 = r_v \frac{(U_{AB} - U_1 - U_2)}{U_2} = r_v \left( \frac{U_{AB} - U_1}{U_2} - 1 \right). \quad (9.11)$$

Окончательное значение эквивалентного сопротивления изоляции:

$$R_\Sigma = r_v \left( \frac{U_{AB}}{U_1 + U_2} - 1 \right). \quad (9.12)$$

Соотношение величин напряжений  $U$  и  $U_1 + U_2$ , определяет точность измерений при данном сопротивлении изоляции сети, зависит от величины сопротивления вольтметра  $r_v$ . Как следствие этого получаем  $U_1 + U_2 = U$ , следовательно результаты будут равны нулю.

Обычно используется вольтметр с внутренним сопротивлением, приблизительно равным измеряемому сопротивлению изоляции.

Метод трех измерений вольтметра позволяет контролировать общее сопротивление изоляции СОПТ и сопротивление изоляции полюсов СОПТ при симметричных и несимметричных замыканиях на землю.

## 9.5 Современные устройства контроля изоляции

### 9.5.1 Комплекс мониторинга системы оперативного постоянного тока КМСОТ-М «Дубна»

Система мониторинга и контроля КМСОТ-М «Дубна», разработана ЗАО МПОТК «ТЕХНОКОМПЛЕКТ». Данная система отличается от аналогичных систем широкой функциональностью, простотой конструкции.

КМСОТ-М «Дубна» позволяет отслеживать состояние коммутационных аппаратов и выполнять обработку дискретных сигналов; вести измерение параметров токов и напряжений в различных точках СОПТ; проводить вычисления вторичных параметров, отвечающих за состояние системы комплекса и заблаговременно информируют о предаварийных режимах ее работы.

Комплекс мониторинга системы оперативного тока КМСОТ-М «Дубна» используется для автоматического измерения сопротивления изоляции, напряжений, токов, пульсаций. Обеспечивает контроль состояния функциональных составляющих в системах оперативного постоянного тока (СОПТ) и передает полученные данные в АСУ ТП.

Комплекс в минимальной комплектности выполняет следующие функции:

- измерение и контроль полного сопротивления изоляции сети и полюсов сети;
- измерение и контроль напряжения главных шин СОПТ;
- измерение и контроль напряжения полюсов главных шин СОПТ относительно «земли»;
- вычисление ёмкости сети относительно «земли»;
- отображение информации мониторинга на дисплее;
- передача информации в АСУ ТП верхнего уровня по протоколам Modbus RTU и Modbus TCP;
- звуковая сигнализация и сигнализация посредством реле;
- регистрация аварийных событий;
- отображение архива событий на дисплее;
- самодиагностика Комплекса.

При наличии в составе дополнительных функциональных блоков Комплекс выполняет следующие функции:

- измерение и контроль сопротивления изоляции цепей присоединений;
- измерение и контроль постоянного напряжения в требуемых точках СОПТ;
- измерение и контроль действующего значения пульсаций напряжения в требуемых точках СОПТ;
- измерение и контроль постоянного тока в требуемых точках СОПТ;
- измерение и контроль действующего значения пульсаций тока в требуемых точках СОПТ;
- измерение напряжения аккумуляторной батареи (далее АБ);
- измерение и контроль асимметрии напряжений групп элементов АБ;
- измерение и контроль тока АБ;
- измерение и контроль действующего значения пульсаций тока АБ;
- измерение и контроль температуры АБ;
- контроль состояний коммутационных и защитных аппаратов.

Все функциональные блоки комплекса устанавливаются в электротехнических шкафах.

Полная конфигурация комплекса представлена в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Полная конфигурация комплекса КМСОТ-М «Дубна»

Основные функциональные блоки и устройства		
Составные части комплекса	Кол-во, шт.	Назначение
Блок индикации (БИ)	1	БИ представляет собой сенсорный дисплей. БИ выполняет следующие функции: – управление Комплексом; – управление функциональными блоками; – отображение измеренных величин; – хранение и отображение уставок; – обработка информации; – отображение режима работы; – отображение сигналов «Авария» и «Предупреждение»; – звуковая сигнализация; – ведение журнала событий; – связь Комплекса с АСУ ТП.
Источник питания (ИП)	От 1 до 2	ИП преобразует входное напряжение в выходное 24 В постоянного тока и обеспечивает питание всех блоков Комплекса.
Устройство сбора информации (УСИ)	1	УСИ принимает от БИ по интерфейсу RS-232 и передаёт в функциональные блоки по интерфейсу CAN уставки и команды управления. УСИ выполняет следующие функции: – организация информационной связи внутри Комплекса; – приём команд управления и уставок от БИ и передачу в функциональные блоки; – сбор данных от функциональных блоков и передачу в БИ; – управление реле сигнализации.
Блок тестового воздействия (БТВ)	1	БТВ принимает команды управления и уставки от УСИ, передаёт данные в УСИ и БКИ. БТВ выполняет следующие функции: – измерение напряжения полюсов главных шин сети относительно «земли»; – измерение напряжения на главных шинах сети; – приём команд управления и уставок от УСИ; – тестовое воздействие на полюса сети; – вычисление полного сопротивления изоляции, сопротивления изоляции секций, сопротивления изоляции полюсов и ёмкости сети относительно «земли»; – передача данных в УСИ.
Терминатор	2	Терминатор представляет собой резистор сопротивлением 120 Ом, установленный между первым и вторым контактом.
Дополнительные функциональные блоки и устройства		
Блок контроля напряжения и тока (БКНТ)	От 0 до 4	БКНТ выполняет следующие функции: – измерение напряжения и действующего значения пульсаций напряжения по двум гальванически развязанным входам; – косвенное измерение тока и действующего значения тока пульсаций с использованием внешних шунтов по двум гальванически развязанным входам; – косвенное измерение тока (два канала) с использованием внешних датчиков тока; – передача данных в УСИ.

Продолжение таблицы 9.1

Составные части комплекса	Кол-во, шт.	Назначение
Дополнительные функциональные блоки и устройства		
Блок контроля изоляции (БКИ)	От 0 до 10	БКИ выполняет следующие функции: – обработка сигналов датчиков дифференциального тока; – приём данных от БТВ; – вычисление сопротивления изоляции присоединений; – передача данных в УСИ.
Блок контроля дискретных сигналов (БКДС)	От 0 до 10	БКДС выполняет следующие функции: – приём дискретных сигналов по гальванически развязанным от шины CAN и шины питания 24 В входам; – передача данных в УСИ.
Датчик дифференциального тока (ДДТ)	От 0 до 82	ДДТ используются совместно с БТВ и БКИ для реализации функции мониторинга сопротивления изоляции присоединений.
Датчик температуры АБ (ДТАБ)	От 0 до 1	ДТАБ используется совместно с БКАБ для измерения температуры АБ.
Датчик тока (ДТ)	От 0 до 9	ДТ используются совместно с БКНТ и БКАБ для реализации функции мониторинга тока без использования шунта.
Шунт	От 0 до 9	Шунт используется для измерения тока и действующего значения пульсаций тока совместно БКНТ и БКАБ.
Блок контроля АБ (БКАБ)	От 0 до 1	БКАБ выполняет следующие функции: – измерение напряжения АБ по гальванически развязанному входу; – измерение асимметрии напряжений групп элементов АБ; – косвенное измерение тока АБ и действующего значения пульсаций тока с использованием внешнего шунта по гальванически развязанному входу; – косвенное измерение тока АБ с использованием внешнего датчика тока; – измерение температуры АБ с использованием внешнего датчика температуры; – передача данных в УСИ.
Блок контроля АБ (БКАБ)	От 0 до 1	БКАБ выполняет следующие функции: – измерение напряжения АБ по гальванически развязанному входу; – измерение асимметрии напряжений групп элементов АБ; – косвенное измерение тока АБ и действующего значения пульсаций тока с использованием внешнего шунта по гальванически развязанному входу; – косвенное измерение тока АБ с использованием внешнего датчика тока; – измерение температуры АБ с использованием внешнего датчика температуры; – передача данных в УСИ.
Резисторы уравнивательные (РУ)	От 0 до 3	РУ используются для уменьшения вероятности ложных срабатываний реле и дискретных входов микропроцессорных защит, а также для уменьшения времени измерения сопротивления изоляции в протяжённой сети с большой ёмкостью относительно «земли».
Жгут интерфейсов	От 0 до 26	Жгут интерфейсов используется для соединения между собой функциональных блоков.
Жгут датчика дифференциального тока (жгут ДДТ)	От 0 до 82	Жгут ДДТ используется для подключения ДДТ к БТВ и БКИ.
Жгут датчика тока (жгут ДТ)	От 0 до 9	Жгут ДТ используется для подключения ДТ к БКНТ и БКАБ.

Комплекс производит измерение сопротивления изоляции СОПТ и сопротивление изоляции отходящих присоединений. Блок тестового воздействия (БТВ) поочередно подключает к положительному и отрицательному полюсу СОПТ резистор. При подключении резистора комплекс измеряет потенциалы СОПТ и вычисляет общее сопротивление изоляции СОПТ, а также составляющие сопротивления изоляции по положительному и отрицательному полюсу.

Для определения поврежденного присоединения и измерения сопротивления изоляции присоединений используются ДДТ, которые измеряют отклик на воздействие поочередно подключаемого к положительному и отрицательному полюсу СОПТ резистора. БТВ измеряет потенциалы полюсов СОПТ и создает измерительное воздействие. БКИ измеряет сигналы с ДДТ. УСИ осуществляет взаимодействие между БТВ, БКИ и БИ, управляет реле аварийной и предупредительной сигнализации. Для измерения сопротивлений изоляции используются величины напряжения полюсов СОПТ и токи утечек датчиков дифференциальных токов (ДДТ), причем их значения измеряются одновременно блоками БТВ и БКИ. Измерения напряжений полюсов СОПТ и токов утечек ДДТ происходят после завершения переходного процесса, после того, как напряжение полюсов сети установилось.

В процессе измерения  $R_{из}$  контролируются следующие уставки:

$U_{max}^+, U_{max}^-$  — максимально допустимое напряжение полюсов (140В);

$\Delta U_{max}$  — максимально допустимая разность напряжений полюсов (35В);

$C_{max}$  — максимальная емкость сети (20 мкФ);

Пример временной диаграммы изменения напряжения полюсов относительно «земли» изображен на рисунке 9.5. Минимальная продолжительность измерительного цикла около 30 с и увеличивается, если повысить ёмкость сети относительно «земли», так как увеличивается продолжительность переходного процесса. Емкость сети относительно «земли» не влияет на погрешность измерений. После завершения измерительного цикла БИ отображает результаты расчёта сопротивления изоляции. Обновление информации напряжения сети и напряжения полюсов сети относительно «земли» осуществляется два раза за один измерительный цикл.

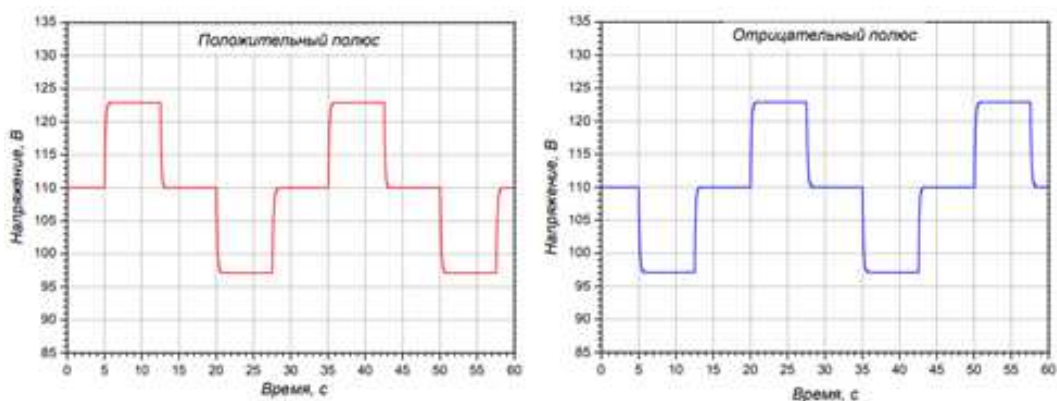


Рисунок 9.5 – Временная диаграмма измерения напряжения на полюсах СОПТ относительно «земли»

## 9.5.2 Система пофидерного контроля изоляции сети постоянного тока «Сенсор»

Система пофидерного контроля изоляции сети постоянного тока «Сенсор» предназначена для контроля состояния сети постоянного тока напряжением 110-220 В.

Система выполняет следующие функции:

- измерение и контроль напряжения сети;
- измерение и контроль напряжения асимметрии АБ;
- измерение тока АБ и контроль его направления;
- измерение токов зарядных устройств;
- контроль положения коммутационных аппаратов присоединений;
- измерение и контроль полного сопротивления изоляции сети;
- измерение полных сопротивлений изоляции отходящих присоединений;
- отображение измерений и результатов контроля на НМИ-панели системы;
- формирование обобщенных сигналов о неисправностях в сети и в системе;
- передача информации на верхний уровень АСУ ТП.

Структурная схема системы «Сенсор» представлена на рисунке 9.6.

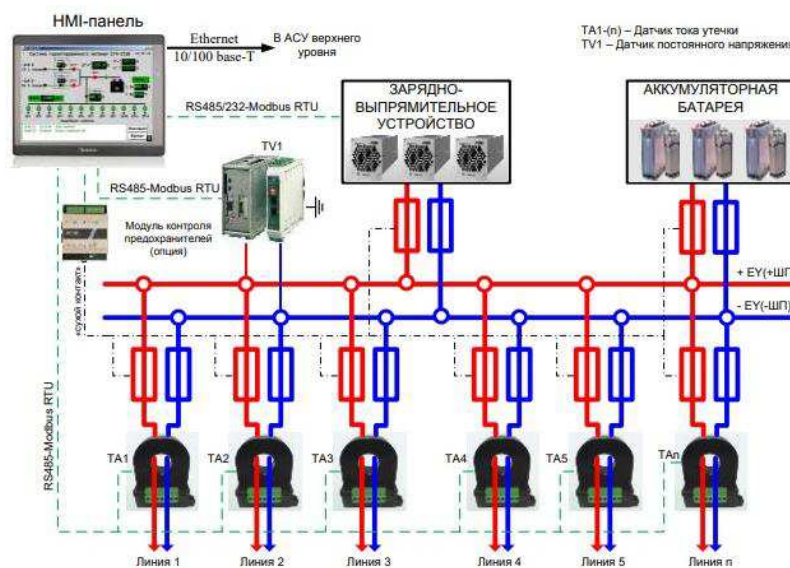


Рисунок 9.6 – Структурная схема системы «Сенсор»

Состав и структура схемы, представлены в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Состав и структура схемы

Наименование		Состав и назначение
1	НМИ – панель.	Компактная вычислительная машина со встроенным сенсорным жидкокристаллическим дисплеем, предназначенная для визуализации параметров процесса и осуществления операторского управления.
2	Блок измерения параметров сети постоянного тока.	Контроллер постоянного напряжения и тока. Модуль сбора дискретной информации о состоянии коммутационной аппаратуры.

## Продолжение таблицы 9.2

Наименование		Состав и назначение
3	Блок контроля изоляции.	Датчики дифференциального постоянного тока, датчики (модули) напряжения постоянного тока. Измерение и контроль сопротивлений изоляции полюсов сети. Измерение полных сопротивлений изоляции отходящих присоединений.
4	Блок сигнализации.	Модуль релейных выходов. Формирование сигналов о неисправностях в сети, и группового сигнала в центральную сигнализацию.

### Особенности системы «СЕНСОР»:

На системе «СЕНСОР» отсутствует внешний источник напряжения или тока. Благодаря этому в системе исключается возможность дополнительного повышения напряжения на полюсах СОПТ при любом режиме работы. Отсутствие возможности повышения напряжения носит положительный характер, так как исключает возможность пробоя изоляции и привести к двойному замыканию на землю.

Система может работать совместно со стандартной схемой контроля изоляции, и обеспечивает чувствительность поиска присоединения с поврежденной изоляцией до 300 кОм.

В системе производится измерение как полного сопротивления изоляции сети, сопротивление изоляции сети на полюсах системы оперативного тока, так и сопротивление изоляции сети на присоединениях (фидерах).

Система имеет возможность определить снижение сопротивления изоляции сети в нескольких точках одновременно, в том числе и на разных полюсах СОПТ.

Она имеет возможность работы с заданной точностью в протяженных сетях постоянного тока.

Система не оказывает воздействие на чувствительные дискретные входы микропроцессорных защит.

Количество максимально возможных присоединений к системе «СЕНСОР» – 128 шт.

Технические характеристики системы приведены в таблице 9.3.

Таблица 9.3 – Технические характеристики системы

	Характеристики	Значения
1	Напряжение сети системы	110, 220 В
2	Диапазон измерения напряжения	От 0 до 300 В
3	Уставка срабатывания сигнализации при понижении напряжения	90, 200 В
4	Уставка срабатывания сигнализации при повышении напряжения	121, 240 В
5	Диапазон измерения сопротивления изоляции сети	От 0 до 300 кОм
6	Время срабатывания сигнализации при неисправности в сети	3 с

Для контроля токов утечки, в системе «СЕНСОР» применяются дифференциальные датчики тока (SLD-13D-10mA), с номинальным значением тока утечки от 0 до 10 мА. Датчики обладают высокой перегрузочной способностью. Датчики оснащены микропроцессорным устройством, которые



обрабатывают данные и передают их на НМІ дисплеи. Дифференциальный датчик тока представлен на рисунке 9.7.



Рисунок 9.7 – Датчик дифференциального тока

Принцип работы системы «СЕНСОР».

Способ измерения сопротивления изоляции сети постоянного тока, основан на измерении напряжений между полюсами сети и заземленной нейтральной точкой – «землей», и токов утечки, протекающих по присоединениям. Для получения нейтральной точки сети постоянного тока, используется классический Т-образный мост, который обладает сопротивлением каждого полюса относительно земли – 20 кОм. Значение величины 20 кОм выбрано таким, потому что максимальный ток утечки в режиме металлического замыкания не превышал 10 мА.

На каждой отходящей линии, для определения линии с пониженной изоляцией, установлены датчики тока утечки.

НМІ-панель обрабатывает цифровые сигналы: напряжения на шинах, напряжение полюсов сети относительно «земли», и токи утечки от датчиков присоединений. По результатам измерений вычисляются значения сопротивлений изоляции присоединения. Результаты измерений и вычислений сопротивления изоляции фидеров, отображаются на НМІ-панели.

По умолчанию выполнены две уставки по сопротивлению изоляции сети постоянного тока:

1-ая уставка: Предупредительная сигнализация – 135 кОм;

2-ая уставка: Аварийная сигнализация – 20 кОм.

В результате измерений вычисляются значения сопротивления изоляции присоединения:

$$R_{\Pi} = \frac{U_{\text{полюса}}}{I_{\text{утечки}}}, \quad (9.13)$$

Полное сопротивление СОПТ определяется по формуле:

$$R = \frac{1}{\left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \frac{1}{R_n}\right)}, \quad (9.14)$$

Принцип работы системы «Сенсор» показан на рисунке 9.8.

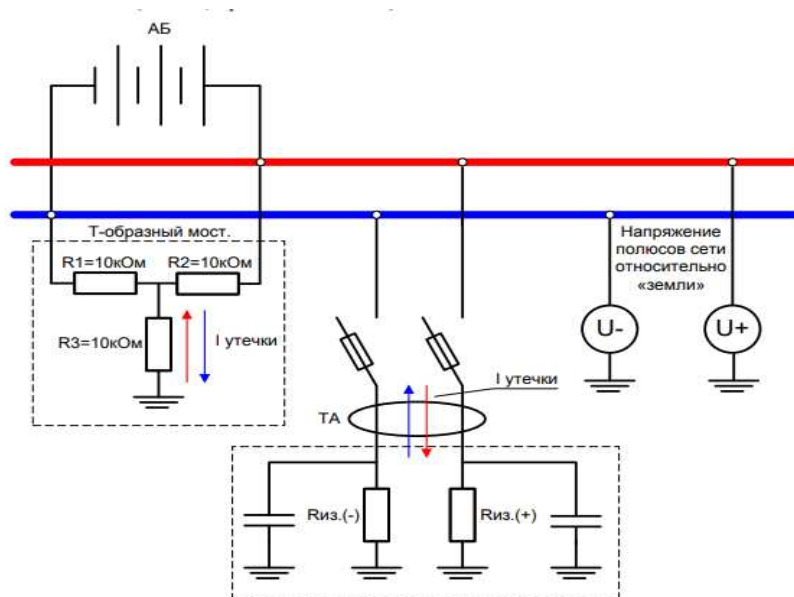


Рисунок 9.8 – Принцип работы системы «Сенсор»

Достоинства системы «Сенсор»:

- хорошо реализованные возможности микропроцессорного терминала (архивирование и регистрация данных, графический интерфейс);
- измерение полного сопротивления изоляции сети, сопротивления изоляции сети по полюсам, сопротивления изоляции сети по присоединениям;
- определение снижения сопротивления изоляции в нескольких точках сети одновременно, в том числе и на разных полюсах.
- отсутствие внешнего наложенного источника напряжения или тока.

Недостатки системы «Сенсор»:

- отсутствие реакции на симметричное снижение сопротивления изоляции в пределах одного присоединения;
- необходимость калибровки дифференциальных датчиков при намагничивании сердечника;
- низкая чувствительность общего контроля изоляции.

Перечисленные недостатки не позволяют системе «Сенсор» выйти за рамки индикаторной системы. Для проверки показаний системы «Сенсор» оперативному персоналу рекомендуется использовать способ трех измерений вольтметра.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе были рассчитаны и определены основные параметры и элементы Юдомского гидроузла на реке Юдома, которое является гидротехническим сооружением II класса.

В ходе водно-энергетических расчетов была определена установленная мощность, равная 117 МВт и среднемноголетняя выработка 353 млн. кВт·ч.

Следующим этапом работы был выбор основного и вспомогательного оборудования, в ходе которого было определено число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы ГЭС (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

- максимальный – 45,8 м;
- расчетный – 38,8 м;
- минимальный – 36,0.

При выборе турбин рассматривалось два варианта: ПЛ50-В и ПЛД50-В60°. В результате расчетов был выбран оптимальный вариант с тремя гидротурбинами ПЛ50-В-400. По справочным данным для данной турбины с синхронной частотой вращения 187,5 об/мин подобран серийный гидрогенератор ВГС 650-130/32 с номинальной активной мощностью 40 МВт.

Затем была выбрана структурная схема ГЭС с одиночными блоками и принята схема распределительного устройства на 8 присоединений (3 одиночных блока, 4 отходящие воздушные линии, 1 резерв) с двумя рабочими системами шин. По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: силовые трансформаторы ТДЦ 63000/110-У1, трансформаторы собственных нужд ТСЗ–1600/10/0,4, для ВЛЭП – сталеалюминевые провода марки АС–240/32.

Далее был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Компоновка гидроузла была принята приплотинной. В состав сооружения входят:

- левобережная грунтовая каменно-набросная плотина;
- бетонная водосливная плотина;
- приплотинное здание ГЭС;
- правобережная глухая бетонная плотина.

Расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы водосливной плотины – 33,6 м;
- отметка подошвы водосливной плотины – 292 м;
- число водопропускных отверстий – 8;
- ширина водопропускных отверстий – 10 м;
- отметка гребня плотины – 345 м;
- ширина гребня – 16 м.

Для гашения кинетической энергии водного потока, пропускаемого через водосливную плотину, применяется носок трамплин. Бетонная плотина разделяется по длине постоянными температурными швами на отдельные секции, для обеспечения монолитности бетона секций плотины при температурной деформации в различных частях тела плотины и при неравномерных осадках основания.

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основных нагрузках. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,5 для основных нагрузок (нормативное значение для сооружений II класса – 1,2). Таким образом, плотина Юдомского гидроузла соответствует всем требованиям надежности и другим требованиям предусмотренными СНиП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия по охране окружающей среды, охране труда и пожарной безопасности.

По технико-экономическим расчетам были получены следующие показатели:

- срок окупаемости – 133 месяцев;
- себестоимость электроэнергии – 0,55 руб./кВт·ч;
- удельные капиталовложения – 66250 руб./кВт.

Таким образом строительство Юдомского гидроузла в настоящее время является актуальным и выгодным с точки зрения технико-экономических показателей.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. 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. – 114с.
2. 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.
3. 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.
4. Брызгалов, В. И. Гидроэлектростанции: учебное пособие/ В.И. Брызгалов, Л.А. Гордон. Красноярск: ИПЦ КГТУ. 2002. – 541с.
5. СТО 59012820-29.20.30.003-2009 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. – Введ. 20.12.2007 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 132с.
6. Справочник по гидравлическим расчетам / под ред. П.Г. Киселева. – М.: Энергия, 1974. – 312с.
7. СНиП 2.06.04-82. Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). – М.: ФГПУ ЦПП, 2004.
8. СП 14.13330.2011 Строительство в сейсмических районах. Актуализированная редакция СНиП II-7-81\*. – Введ. 20.05.2011. – Москва: ОАО ЦПП, 2012. – 80 с.
9. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва: ОАО ЦПП, 2011. – 111 с.
10. Гидротехнические сооружения. Часть 2: учебник для вузов / Л. Н. Рассказов [и др.]. – Москва: Издательство Ассоциаций строительных вузов, 2008. – 528 с.
11. 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.
12. Каталог «Трансформаторы сухие ТСЗ 400/10/0,4 кВ» [Электронный ресурс] // ООО «СвердловЭлектроЩит». – Режим доступа: <https://energo-zavod96.ru>
13. Каталог «Высоковольтное оборудование» [Электронный ресурс] // ЗАО «ЗЭТО». – Режим доступа: <http://www.zeto.ru>
14. Каталог «Трансформаторное оборудование» [Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский трансформатор» – Режим доступа: <http://www.transformator.com.ru>

15. Каталог «Опорные трансформаторы тока ТОЛ-10-М» [Электронный ресурс] // ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока». – Режим доступа: <http://www.czt.ru>
16. Каталог «Измерительные трансформаторы» [Электронный ресурс] // ОАО АО «ГК «Электрощит» – ТМ Самара». – Режим доступа: <https://www.electroshield.ru>
17. Правила устройства электроустановок: изд. 7. – Москва: ДЕАН, 2013. – 706с.
18. СТО 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 30.07.2012 – Москва: Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 307 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 2.755-87 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Устройства коммутационные и контактные соединения. – Введ. 01.01.1988. – Москва: ИПК Издательство стандартов, 1998. – 7 с.
21. ГОСТ 2.722-68 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Машины электрические. - Введ. 01.01.1971. – Москва: Стандартинформ, 2008. – 15 с.
22. Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»
23. Часть вторая Налогового кодекса Российской Федерации от 5 августа 2000 г. N 117-ФЗ //Текст части второй Налогового кодекса опубликован в "Российской газете" от 10 августа 2000 г. N 153-154.
24. СТО РусГидро 02.02.105-2013 «Гидроэлектростанции. Системы оперативного постоянного тока. Технические требования, типовые технические решения».
25. СТО 56947007- 29.120.40.102-2011 СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ОАО «ФСК ЕЭС» - «Методические указания по инженерным расчетам в системах оперативного постоянного тока для предотвращения неправильной работы дискретных входов микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики, при замыканиях на землю в цепях оперативного постоянного тока подстанций ЕНЭС»

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Исходные данные по гидрологическому ряду

Таблица А.1 – Расчетный гидрологический ряд р. Юдома в зоне створа Юдомской ГЭС с 1961 по 2010 гг.

Метры кубические в секунду

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.год}}$
1961	35	36	38	161	793	861	190	134	130	74	65	43	213
1962	24	27	47	197	810	706	176	152	83	69	47	41	198
1963	20	40	44	104	844	896	153	101	92	61	43	33	203
1964	28	31	34	76	543	801	92	58	56	54	47	34	155
1965	17	24	28	125	380	805	134	124	98	54	40	24	154
1966	12	13	16	86	570	395	91	86	45	35	25	11	115
1967	24	28	31	95	693	592	145	136	112	53	41	34	165
1968	38	42	47	164	454	1222	169	140	90	70	59	24	210
1969	18	21	27	66	595	270	89	87	45	36	18	11	107
1970	37	69	79	246	1331	818	242	212	123	108	76	68	284
1971	18	28	33	76	722	646	137	112	76	34	29	19	161
1972	29	40	53	130	788	986	169	101	77	70	68	37	212
1973	19	21	28	82	614	390	95	65	63	62	33	28	125
1974	14	17	21	69	638	695	88	57	53	30	27	24	144
1975	37	41	46	94	757	1011	124	107	86	61	44	33	203
1976	37	65	67	100	1008	1006	217	160	134	103	63	52	251
1977	31	32	33	123	1091	712	158	147	121	63	52	21	215
1978	12	23	24	83	693	653	93	84	43	38	27	23	150
1979	21	26	35	163	1208	627	186	139	128	46	44	22	220
1980	29	55	70	172	1046	840	218	202	179	97	70	49	252
1981	27	50	53	164	1326	1120	238	206	199	80	63	53	298
1982	26	29	50	86	842	1217	141	140	103	63	46	40	232
1983	29	34	37	51	870	910	138	118	115	70	46	18	203
1984	37	42	55	212	884	1283	189	180	85	83	61	31	262
1985	43	44	57	150	573	827	189	155	119	57	47	44	192
1986	24	32	51	152	471	927	172	163	122	53	42	31	187
1987	34	38	56	113	549	869	175	165	100	52	41	34	186
1988	21	33	40	65	703	479	129	112	54	51	38	34	147
1989	23	30	31	103	539	842	99	92	70	39	38	21	161
1990	18	27	28	66	486	630	121	76	59	50	41	22	135
1991	21	36	44	88	506	1031	168	164	128	65	34	26	193
1992	23	31	32	164	855	1098	153	86	73	57	53	23	221
1993	40	41	43	142	1007	637	140	71	63	60	39	35	193
1994	35	48	49	176	868	1110	173	164	140	67	54	37	243
1995	17	23	24	131	814	667	125	115	76	55	54	36	178
1996	36	49	66	183	593	1520	228	128	96	66	49	31	254
1997	26	28	33	186	1083	779	142	129	121	81	48	44	225

Продолжение приложения А

Окончание таблицы А.1

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.год}}$
1998	36	41	68	160	1412	572	241	127	121	108	79	65	253
1999	29	44	48	120	682	1099	81	77	63	43	37	31	196
2000	19	24	29	149	976	1061	177	174	157	99	92	54	251
2001	12	18	26	38	588	510	66	46	45	38	34	20	120
2002	29	34	40	136	1104	1072	163	121	116	71	40	21	246
2003	21	29	31	80	659	358	78	70	44	43	31	11	121
2004	52	31	27	155	739	1312	183	220	116	102	52	42	253
2005	11	12	14	54	425	410	70	61	51	44	25	20	100
2006	19	20	32	60	334	478	70	53	46	44	32	19	101
2007	20	21	31	111	348	412	120	86	56	49	38	20	109
2008	21	31	69	215	1045	1227	199	109	106	92	82	47	270
2009	22	26	28	83	354	423	75	51	49	47	41	20	102
2010	20	21	35	58	770	395	82	73	72	41	25	23	135
$Q_{\text{ср}}$	26	33	41	121	760	804	146	119	92	62	46	32	190



## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Водноэнергетические расчеты

Таблица Б.1 – Данные для построения кривых обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов

m	P, %	Среднегодовой		Половодье		Межень	
		$Q_{год}, м^3/с$	Годы	$Q_{пол}, м^3/с$	Годы	$Q_{меж}, м^3/с$	Годы
1	2	298	1981	1223	1981	126	1970
2	4	284	1970	1136	2008	114	1980
3	6	270	2008	1088	2002	113	1981
4	8	262	1984	1084	1984	105	1998
5	10	254	1996	1075	1970	100	1976
6	12	253	1998	1057	1996	98	1984
7	14	253	2004	1030	1982	98	2004
8	16	252	1980	1026	2004	97	2000
9	18	251	1976	1019	2000	97	2008
10	20	251	2000	1007	1976	94	1994
11	22	246	2002	992	1998	93	1996
12	24	243	1994	989	1994	91	1961
13	25	232	1982	977	1992	91	1985
14	27	225	1997	943	1980	86	1962
15	29	221	1992	931	1997	84	1968
16	31	220	1979	918	1979	84	1986
17	33	215	1977	902	1977	84	1997
18	35	213	1961	891	1999	81	1979
19	37	212	1972	890	1983	81	1987
20	39	210	1968	887	1972	78	1977
21	41	203	1963	884	1975	77	1972
22	43	203	1975	870	1963	77	2002
23	45	203	1983	838	1968	77	1991
24	47	198	1962	827	1961	72	1982
25	49	196	1999	822	1993	70	1967
26	51	193	1993	769	1991	70	1992
27	53	193	1991	758	1962	69	1963
28	55	192	1985	741	1995	67	1975
29	57	187	1986	709	1987	67	1965
30	59	186	1987	700	1985	67	1993
31	61	178	1995	699	1986	66	1983
32	63	165	1967	691	1989	66	1995
33	65	161	1989	684	1971	58	1988
34	67	161	1971	673	1978	57	1999
35	69	155	1964	672	1964	56	1971
36	71	154	1965	667	1974	55	1989
37	73	150	1978	643	1967	55	2007

Продолжение приложения Б

Окончание таблицы Б.1

m	P, %	Среднегодовой		Половодье		Межень	
		$Q_{\text{год}}, \text{м}^3/\text{с}$	Годы	$Q_{\text{пол}}, \text{м}^3/\text{с}$	Годы	$Q_{\text{меж}}, \text{м}^3/\text{с}$	Годы
38	75	147	1988	593	1965	51	1990
39	76	144	1974	591	1988	51	1964
40	78	135	2010	583	2010	50	1973
41	80	135	1990	558	1990	45	2010
42	82	125	1973	549	2001	45	1978
43	84	121	2003	509	2003	44	2009
44	86	120	2001	502	1973	44	2003
45	88	115	1966	483	1966	42	1969
46	90	109	2007	433	1969	42	1966
47	92	107	1969	418	2005	40	2006
48	94	102	2009	406	2006	40	1974
49	96	101	2006	389	2009	36	2005
50	98	100	2005	380	2007	34	2001

Эмпирические кривые обеспеченности

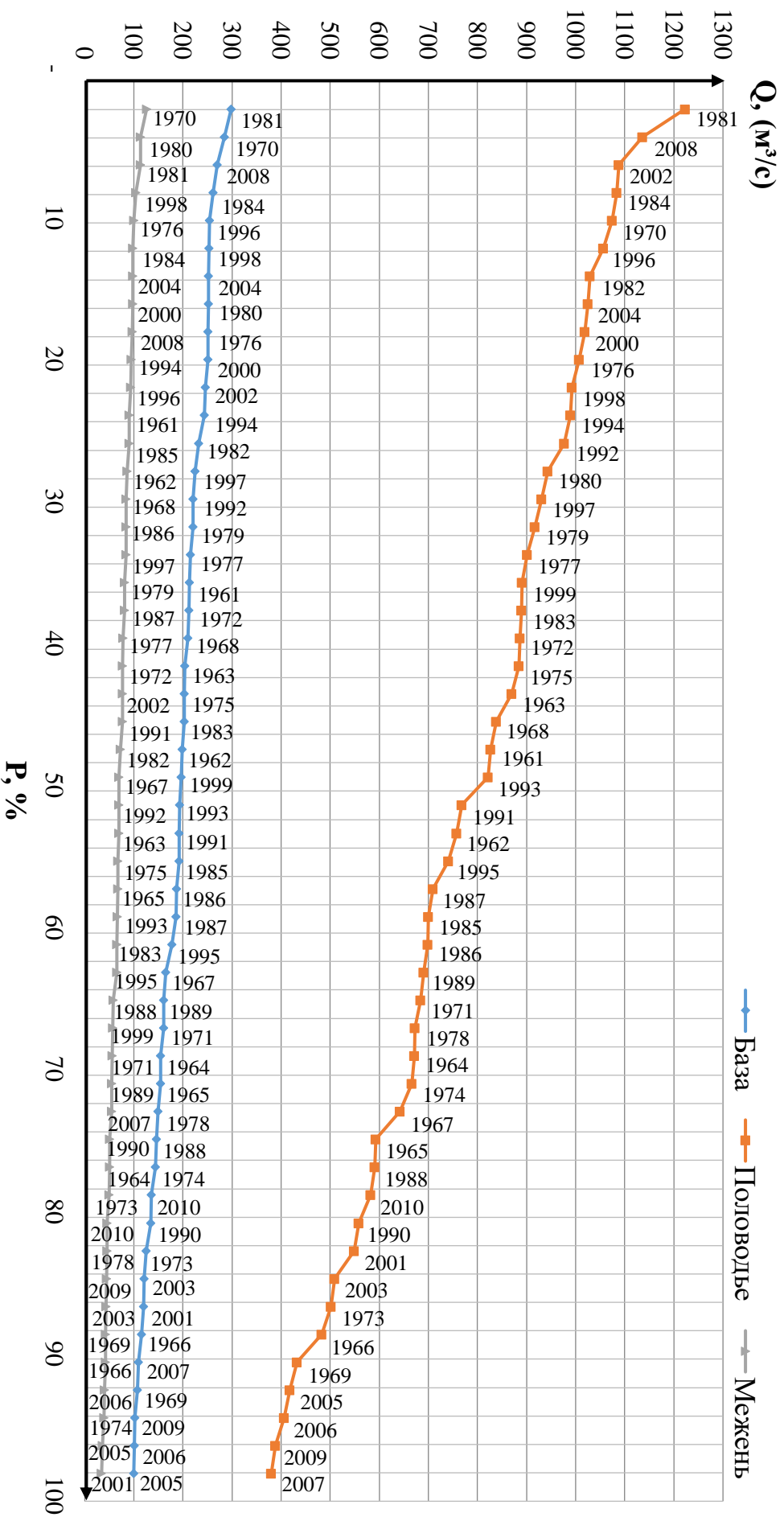


Рисунок Б.1 – Эмпирические кривые обеспеченности

Продолжение приложения Б

Таблица Б.2 – Сработка-наполнение водохранилища Юдомской ГЭС

Т, мес	$Q_{\text{быт}},$ м <sup>3</sup> /с	$Q_{\text{исп}},$ м <sup>3</sup> /с	$Q_{\text{ф}},$ м <sup>3</sup> /с	$Q_{\text{лед}},$ м <sup>3</sup> /с	$Q_{\text{пол}},$ м <sup>3</sup> /с	$Q_{\text{нб}},$ м <sup>3</sup> /с	$Q_{\text{вхк}},$ м <sup>3</sup> /с	$Q_{\text{вдрк}},$ м <sup>3</sup> /с	$Q_{\text{гэс}},$ м <sup>3</sup> /с	$V_{\text{нач}},$ км <sup>3</sup>	$dV$	$V_{\text{кон}},$ км <sup>3</sup>	$Z_{\text{вб нач.}},$ м	$Z_{\text{вб кон.}},$ м	$Z_{\text{вб ср.}},$ м	$Z_{\text{нб}},$ м	$H,$ м	$N_{\text{гэс}},$ МВт	$\mathcal{E}_{\text{гэс}},$ млн. кВт·ч	$N_{\text{гар}},$ МВт
8	66	1	1	0	65	80	80	15	80	4,75	0,04	4,71	340,00	339,79	339,90	294,39	45,01	31	23	ВХК
9	43	0	1	0	42	80	80	37	79	4,71	0,10	4,62	339,79	339,18	339,49	294,38	44,61	31	22	ВХК
10	37	0	1	0	36	80	80	43	79	4,62	0,11	4,51	339,18	338,46	338,82	294,38	43,94	30	22	ВХК
11	29	0	0	1	28	83	80	56	83	4,51	0,14	4,36	338,46	337,52	337,99	294,40	43,09	32	23	32
12	15	0	0	1	14	142	40	128	142	4,36	0,33	4,03	337,52	335,36	336,44	294,65	41,29	52	37	52
1	15	0	0	1	14	151	40	137	151	4,03	0,35	3,68	335,36	333,07	334,21	294,68	39,03	52	37	52
2	16	0	0	1	15	97	40	82	97	3,68	0,21	3,47	333,07	331,68	332,37	294,46	37,41	32	23	32
3	24	0	0	-1	24	40	40	16	40	3,47	0,04	3,42	331,68	331,40	331,54	294,21	36,83	13	9	ВХК
4	85	1	1	-1	84	40	40	-45	39	3,42	-0,12	3,54	331,40	332,17	331,79	294,20	37,08	13	9	ВХК
5	266	3	1	0	263	40	40	-223	40	3,54	-0,58	4,12	332,17	335,93	334,05	294,21	39,35	14	10	ВХК
6	324	3	1	0	320	80	80	-241	79	4,12	-0,62	4,74	335,93	339,98	337,96	294,38	43,07	30	22	ВХК
7	82	1	1	0	80	80	80	-1	79	4,74	0,00	4,75	339,98	340,00	339,99	294,39	45,10	31	23	ВХК

$\mathcal{E}_{\text{год}} = 260$  млн. кВт·ч.

Продолжение приложения Б

Таблица Б.3 – Сработка-наполнение водохранилища Юдомской ГЭС в средневодном году

Т, мес	$Q_{\text{быт}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{исп}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ф}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{лед}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{пол}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{нб}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{вхк}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{вдрх}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{гэс}}, \text{м}^3/\text{с}$	$V_{\text{нач}}, \text{км}^3$	$dV$	$V_{\text{кон}}, \text{км}^3$	$Z_{\text{вб нач.}}, \text{м}$	$Z_{\text{вб кон.}}, \text{м}$	$Z_{\text{вб ср.}}, \text{м}$	$Z_{\text{нб}}, \text{м}$	$H, \text{м}$	$N_{\text{гэс}}, \text{МВт}$	$\mathcal{E}_{\text{гэс}}, \text{млн. кВт}\cdot\text{ч}$	$N_{\text{гар}}, \text{МВт}$
8	80	1	2	0	78	91	80	12	90	4,75	0,03	4,72	340,00	339,84	339,92	294,43	44,99	35	26	ВХК
9	66	1	1	0	64	95	80	30	94	4,72	0,08	4,64	339,84	339,35	339,60	294,45	44,64	37	27	ВХК
10	45	0	1	0	44	85	80	40	84	4,64	0,10	4,54	339,35	338,68	339,01	294,40	44,11	32	23	ВХК
11	38	0	1	0	36	86	80	48	85	4,54	0,13	4,41	338,68	337,86	338,27	294,41	43,36	32	23	32
12	32	0	1	1	30	142	40	111	141	4,41	0,29	4,13	337,86	335,98	336,92	294,65	41,78	52	37	52
1	30	0	1	1	28	149	40	120	148	4,13	0,31	3,82	335,98	333,97	334,98	294,67	39,80	52	37	52
2	46	0	1	1	44	96	40	52	95	3,82	0,13	3,68	333,97	333,10	333,53	294,46	38,58	32	23	32
3	50	1	1	-1	49	150	40	100	149	3,68	0,26	3,42	333,10	331,40	332,25	294,68	37,07	48	35	ВХК
4	125	1	3	-1	123	55	40	-70	53	3,42	-0,18	3,61	331,40	332,60	332,00	294,27	37,23	17	12	ВХК
5	662	7	13	0	372	445	40	-210	162	3,61	-0,54	4,15	332,60	336,13	334,37	295,68	38,18	54	39	ВХК
6	1066	11	21	0	412	838	80	-217	195	4,15	-0,56	4,71	336,13	339,79	337,96	296,70	40,77	70	50	ВХК
7	84	1	2	0	81	70	80	-13	68	4,71	-0,03	4,75	339,79	340,00	339,89	294,34	45,05	27	20	ВХК

$\mathcal{E}_{\text{год}} = 353 \text{ млн. кВт}\cdot\text{ч.}$

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Основное и вспомогательное оборудование

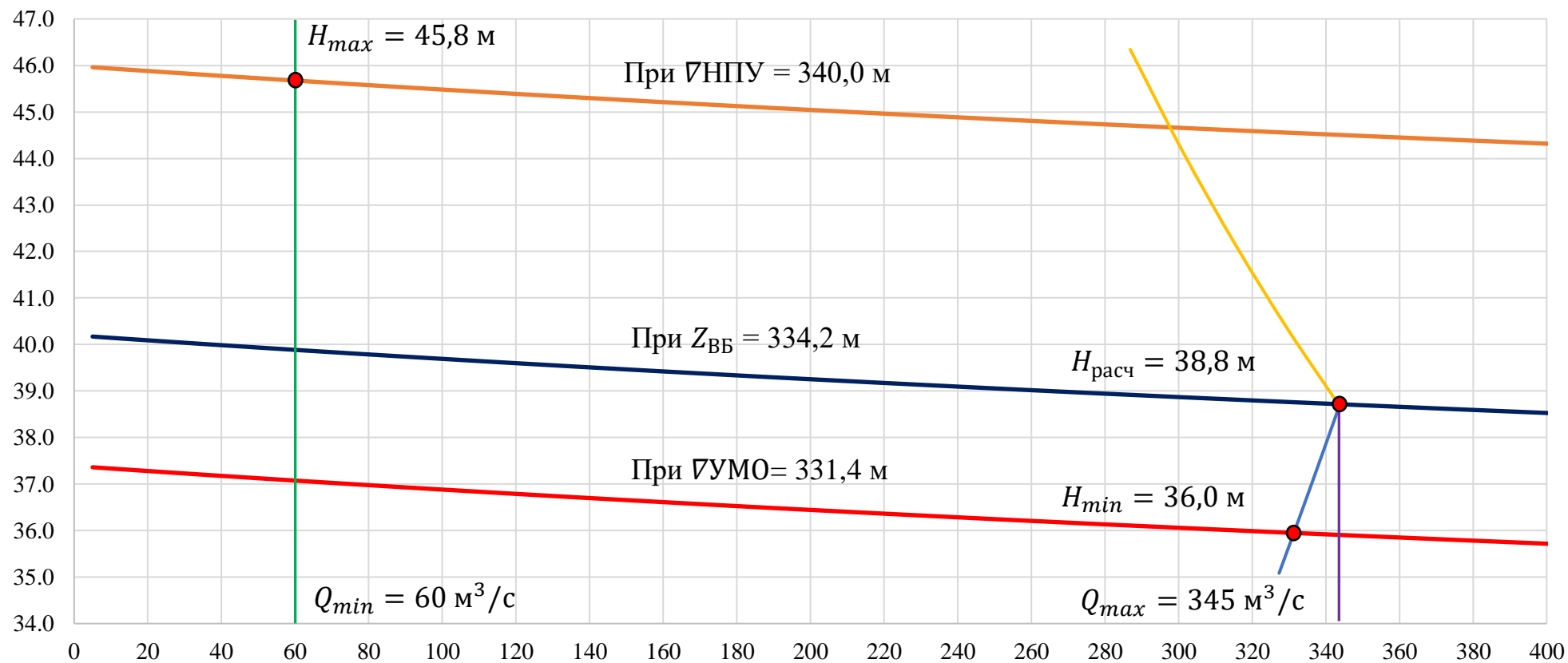


Рисунок В.1 – Режимное поле Юдомской ГЭС по напору и расходу

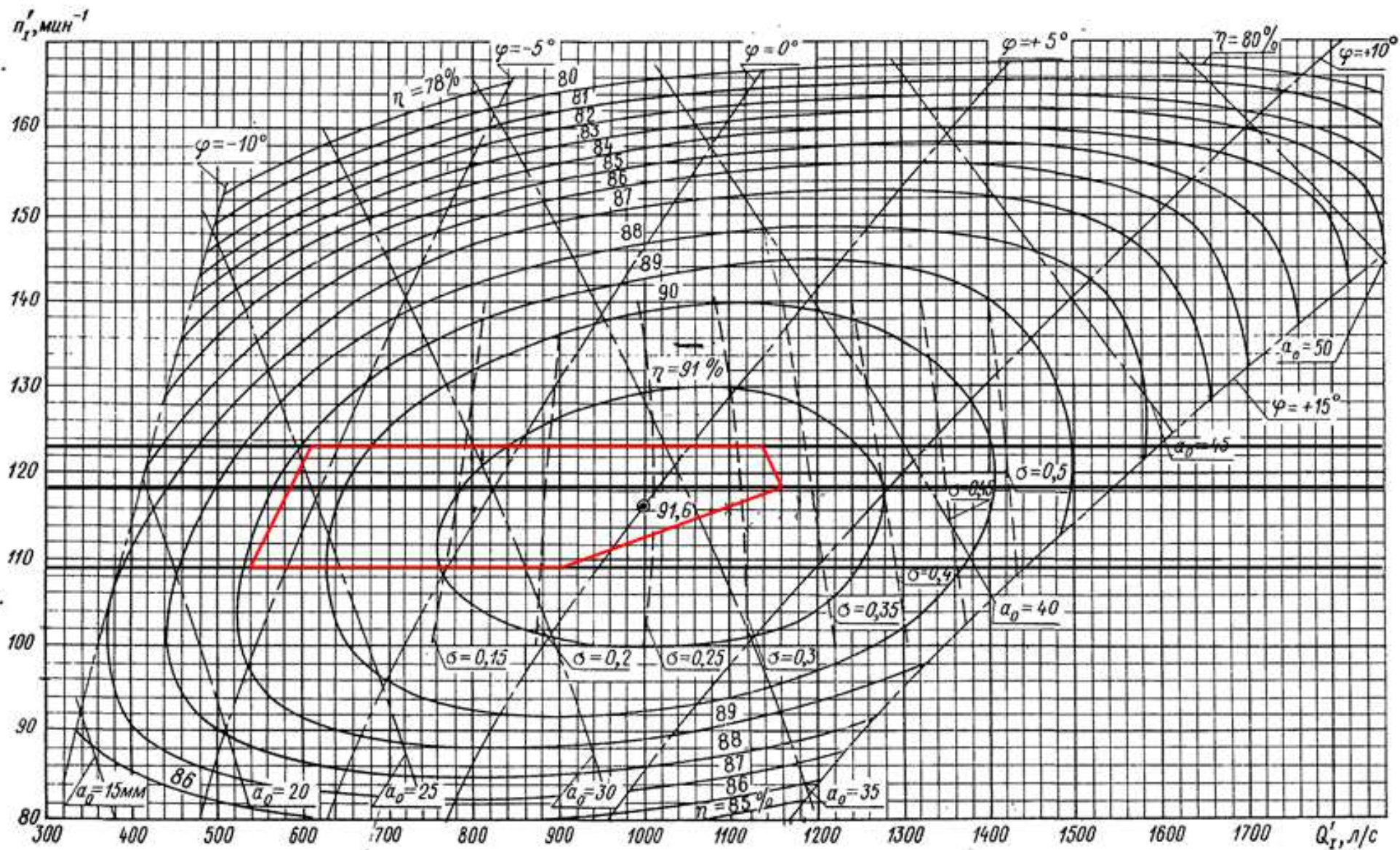


Рисунок В.2 – Главная универсальная характеристика турбины ПЛ50-В-400



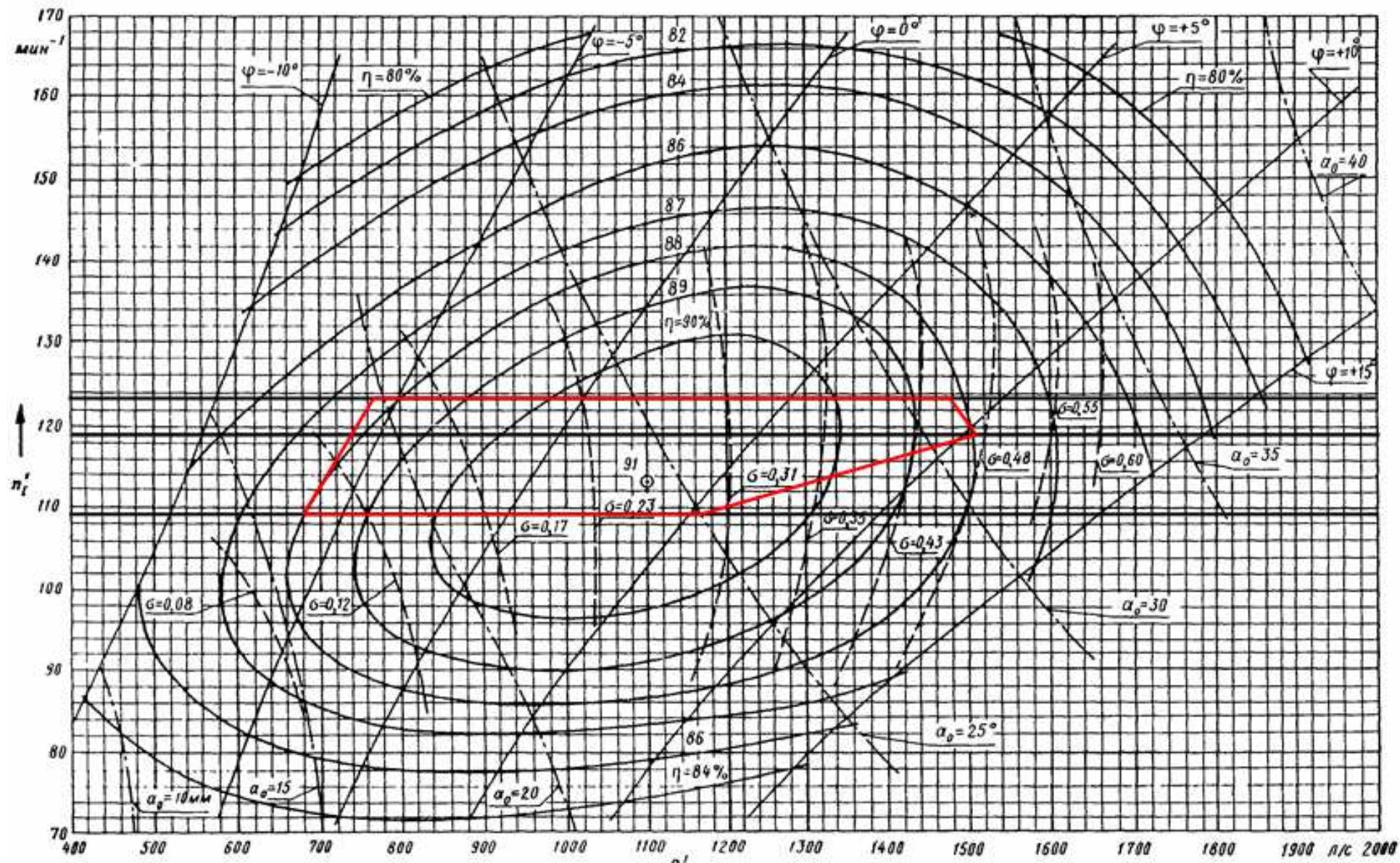


Рисунок В.3 – Главная универсальная характеристика турбины ПЛД50-В60°-355



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

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

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
Мирза А.А. Ачитаев  
«2» 07 2020 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЮДОМСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ЮДОМА.  
СОВРЕМЕННЫЕ СОПТ И МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ ИЗОЛЯЦИИ СОПТ.**

Инженер I категории  
СРЗАиМ Филиала ПАО «РусГидро»  
«Саяно-Шушенская ГЭС  
имени П.С. Непорожного»

Руководитель

Размахнин 02.07.20  
подпись, дата

должность, ученая степень

М.С. Размахнин  
инициалы, фамилия

Выпускник

Смирнов 02.07.20  
подпись, дата

К.Р. Смирнов  
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Юдомской ГЭС на реке Юдома. Современные СОПТ и методы контроля изоляции СОПТ».

Консультанты по  
разделам:

Консультант руководителя БР

Андрей И.А. Ашмарин  
подпись, дата      инициалы, фамилия

Водно–энергетические расчёты

Зайн 28.06.20 Э.Ю. Зайцев  
подпись, дата      инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное  
оборудование

Алексей 02.03.20 А.В. Машинкина  
подпись, дата      инициалы, фамилия

Электрическая часть

Михаил 01.07.20 А.А. Мухоморов  
подпись, дата      инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

И.В. И.В. Шуров  
подпись, дата      инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

Зайн 02.07.20 В.Б. Зайцев  
подпись, дата      инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

И.В. И.В. Шуров  
подпись, дата      инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

И.В. 02.07.20 И.В. Шуров  
подпись, дата      инициалы, фамилия

Технико–экономическое обоснование

Владимир 02.07.20 В.В. Лавров  
подпись, дата      инициалы, фамилия

Нормоконтролер

Иван 02.07.20 А.А. Чадков  
подпись, дата      инициалы, фамилия