

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

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

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ А.А. Ачитаев
подпись
« ____ » _____ 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

ПРОЕКТИРОВАНИЕ АБАЗИНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ АБАКАН. МЕТОДОЛОГИЯ ОЦЕНКИ РИСКОВ ОПЕРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ ГЭС В АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЯХ

Руководитель	_____	Начальник ОС Филиала ПАО «РусГидро» - - «Саяно-Шушенская ГЭС <u>имени П.С. Непорожного»</u>	<u>И.Ю. Погоняйченко</u>
	подпись, дата	должность	инициалы, фамилия
Выпускник	_____		<u>К.И. Лопошниченко</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Абазинской ГЭС на реке Абакан. Методология оценки рисков оперативного управления ГЭС в аварийных ситуациях».

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

Устройства РЗиА

подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения
гидроузла

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная
безопасность.

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

Сокращённый паспорт Абазинской ГЭС	7
Введение	9
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС	10
1.1 Природные условия	10
1.1.1 Климат	10
1.1.2 Гидрологические данные	10
1.1.3 Инженерно-геологические условия	12
1.1.4 Сейсмические условия	12
1.2 Аналоги проектируемого гидроузла	13
2 Водно-энергетические расчёты	14
2.1 Выбор расчётного маловодного и средневодного года	14
2.2 Определение максимального расчетного расхода	16
2.3 Построение суточных графиков нагрузки и интегральная кривая нагрузки энергосистемы	18
2.4 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы	19
2.5 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы	20
2.6 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС	23
2.7 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов	24
3 Основное и вспомогательное оборудование	26
3.1 Выбор числа и типа агрегатов	26
3.1.1 Построение режимного поля	26
3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам	28
3.1.3 Построение рабочей зоны на ГУХ	31
3.2 Гидротурбины и их проточная часть	32
3.2.1 Определение высоты отсасывания	32
3.2.2 Выбор отметки установки рабочего колеса	33
3.2.3 Гидромеханический расчет и построение металлической спиральной камеры	33
3.3 Выбор типа серийного гидрогенератора	35
3.4 Выбор маслonaпорной установки	36
3.5 Выбор электрогидравлического регулятора	37
3.6 Расчет вала на прочность	37
3.7 Выбор геометрических размеров машинного зала	37
4 Электрическая часть	39
4.1 Выбор структурной схемы ГЭС	39
4.2 Выбор основного оборудования ГЭС	40
4.2.1 Выбор типа серийного гидрогенератора	40

4.2.2	Выбор блочных трансформаторов ВН для схемы с одиночными блоками	40
4.2.3	Выбор трансформаторов собственных нужд	42
4.2.4	Выбор количества отходящих воздушных линий	42
4.3	Выбор главной схемы на основании технико-экономического расчёта ..	43
4.4	Выбор схемы РУ ВН	45
4.5	Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания	46
4.5.1	Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в РУ ВН в программном комплексе «RASTRWIN 3»	47
4.5.2	Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания на генераторном напряжении в программном комплексе «RASTRWIN 3»	47
4.6	Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима	48
4.7	Выбор электротехнического оборудования ОРУ 110 кВ	49
4.8	Выбор электротехнического оборудования генераторного напряжения ..	50
4.9	Выбор резервного источника питания (ДГУ)	51
5	Устройства РЗА	52
5.1	Расчёт номинальных токов	52
5.2	Перечень защит основного оборудования	52
5.3	Описание защит и расчет их уставок	54
5.3.1	Продольная дифференциальная защита генератора (IDG)	54
5.3.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (U_N (U_o))	57
5.3.3	Защита от повышения напряжения ($U1>$), ($U2>$)	59
5.3.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2) ...	60
5.3.5	Защита от симметричных перегрузок (I_1)	63
5.3.6	Дистанционная защита генератора ($Z_1 <$), ($Z_2 <$)	66
5.3.7	Защита от перегрузки обмотки ротора	69
5.4	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор	70
5.5	Таблица уставок и матрица отключений защит	71
5.5.1	Таблица уставок	71
5.5.2	Матрица отключений	72
6	Компоновка и сооружения гидроузла	73
6.1	Состав и компоновка гидроузла	73
6.2	Гидравлический расчет бетонной водосливной плотины	73
6.2.1	Определение класса гидротехнического сооружения	73
6.2.2	Определение отметки гребня плотины	73
6.2.3	Определение ширины водосливногo фронта	76
6.2.4	Определение отметки гребня водослива	77
6.2.5	Проверка на пропуск поверочного расхода	79
6.2.6	Построение профиля водосливной грани	80
6.2.7	Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе	81
6.2.8	Сопряжение бьефов свободной отброшенной струей	82

6.3	Конструирование бетонной плотины	84
6.3.1	Определение ширины подошвы плотины	84
6.3.2	Разрезка плотины швами	84
6.3.3	Быки.....	84
6.3.4	Устои	85
6.3.5	Галереи в теле плотины	86
6.3.6	Дренаж тела бетонной плотины	86
6.4	Элементы подземного контура плотины	86
6.4.1	Цементационная завеса	86
6.5	Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины	87
6.5.1	Определение основных нагрузок на плотину	87
6.5.1.1	Вес сооружения.....	87
6.5.1.2	Сила гидростатического давления воды.....	88
6.5.1.3	Равнодействующая взвешивающего давления.....	89
6.5.1.4	Волновое воздействие.....	89
6.5.1.5	Фильтрационные расчёты	89
6.5.1.6	Давление наносов.....	90
6.5.2	Расчёт прочности плотины	91
6.5.3	Критерии прочности плотины	94
6.5.4	Расчёт устойчивости плотины	95
7	Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды	96
7.1	Безопасность гидротехнических сооружений	96
7.2	Охрана труда.....	96
7.3	Пожарная безопасность.....	99
7.4	Охрана природы	101
8	Технико-экономические показатели	102
8.1	Оценка объёмов реализации электроэнергии	102
8.1.1	Текущие расходы на производство электроэнергии	102
8.1.2	Налоговые расходы	104
8.2	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности.....	105
8.3	Оценка инвестиционного проекта	106
8.3.1	Методология и исходные данные, оценка инвестиционного проекта	106
8.3.2	Коммерческая эффективность проекта	107
8.3.3	Бюджетная эффективность	107
8.4	Анализ чувствительности инвестиционного проекта	108
9	Методология оценки рисков оперативного управления ГЭС в аварийных ситуациях.....	111
9.1	Общая информация	111
9.2	Оперативное управление	112
9.3	Анализ риска аварийных ситуаций	114
9.4	Порядок проведения анализа риска аварий ГЭС	115
9.5	Разработка рекомендаций по уменьшению риска	117
	Заключение	118

Список использованных источников	120
Приложения А-Б.....	123-132

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ АБАЗИНСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки.....Абакан;
2. Местонахождение ГЭС Республика Хакасия;
3. Тип проектируемой установки ГЭС;
4. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний 297 м³/с;
 - б) всех турбин..... 425 м³/с;
 - в) максимальный с обеспеченностью: 1% 1499 м³/с;
0,1% 1744 м³/с;
0,01% 1963 м³/с;
 - г) минимальный..... 34 м³/с;
5. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока годовой;
 - б) отметка: НПУ 540 м;
ФПУ 542 м;
УМО 521,6 м
 - в) объемы:
полный 7,44 км³;
полезный 3,58 км³;
6. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный 73,00 м;
 - б) расчетный 60,00 м;
 - в) минимальный 51,00 м;
7. Энергетические характеристики:
 - а) мощность:
установленная..... 480 МВт;
гарантированная 250 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка энергии 1,4 млрд.кВт·ч;
8. Размеры плотины (общая длина / максимальная высота):
 - а) левобережная глухая 308 м / 79,8 м;
 - б) правобережная глухая..... 220 м / 77,8 м;
 - в) водосливная 36 м / 79,8 м;
 - г) стационарная 132 м / 79,8 м;
9. Водобросные сооружения
 - а) тип поверхностный водослив;
 - б) число и размер пролетов..... 3 пролета по 9 м;
 - в) общая длина..... 36 м;
 - г) максимальная высота 79,8 м;
10. Здание ГЭС:
 - а) тип здания приплотинный;
 - б) число агрегатов 4;
 - б) грунты в основании..... скала (диорит);
 - в) тип спиральной камеры круглая металлическая;

- г) тип отсасывающей трубыизогнутая;
- д) расстояние между осями агрегатов 20,2 м;

11. Основное оборудование:

- а) тип турбины РО75-В-500;
- б) тип генератора СВ-1130/140-48УХЛ4;
- в) мощность генератора 120 МВт;
- г) частота вращения 125 об/мин;
- д) тип трансформаторов ТЦ 200000/220-У1;

12. Техничко-экономические показатели:

- а) себестоимость энергии 21 коп/кВт·ч;
- б) показатели эффективности: НПВ 1497 млн. руб.;
- Срок окупаемости 5,5 лет.

ВВЕДЕНИЕ

Энергия потока воды является одним из важнейших источников энергии на планете. Российская Федерация обладает одним из самых больших гидропотенциалов в мире. На территории нашей страны расположено около 9% мировых запасов гидроэнергии. Гидроресурсы России на сегодняшний день составляют около 1000 млрд. кВт·ч, однако, освоены они приблизительно на 20 %. В то время как в других странах эта цифра составляет 50 % и более, например в США и Канаде это около 50-55%, а в ряде стран Западной Европы и Японии – от 60% до 90 %. Связано это в первую очередь с огромными территориями нашей страны, освоение гидропотенциала которой потребует значительных затрат ресурсов.

Гидроэнергетика имеет как преимущества так и недостатки. Преимуществами использования водной энергии являются:

1. Гидроэнергия – возобновляемый источник. Использование гидроэнергии позволяет сократить потребление углеводородного топлива для нужд электроэнергетики.

2. Себестоимость 1 кВтч электроэнергии вырабатываемой на ГЭС намного меньше, чем на тепловой станции, отсюда быстрая окупаемость капитальных вложений затраченных на строительство ГЭС.

3. На выработку электроэнергии на ГЭС требуется значительно меньше рабочей силы, из-за простоты технологического процесса.

4. ГЭС обладает высокой маневренностью и гибкостью в работе. ГА может быть включен в работу в течении 3-5 минут.

5. По сравнению с турбоагрегатами, гидроагрегаты имеют более высокий КПД.

6. На ГЭС значительно меньше аварийность и износ оборудования, следовательно они более надежны в эксплуатации.

7. Возможность получения электроэнергии в больших количествах и низкой стоимости, стимулирует развитие электроемких производств.

8. Одновременно со строительством ГЭС разрешаются вопросы комплексного использования рек для судоходства, орошения, водоснабжения.

К недостаткам можно отнести следующее:

1. Большие водохранилища затопляют значительные участки земли, которые могли бы использоваться, например, в сельском хозяйстве. Целые города становились жертвами водохранилищ, что вызывало массовые переселения, недовольство и экономические трудности.

2. Привязанность ГЭС к местности, зачастую затрудняет транспортировку электроэнергии к потребителю и др.

1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС

Абакан – река в Азиатской части России, в Республике Хакасии; левый приток р. Енисей. Длина 327 км. Площадь бассейна 32 000 км². Свое начало река Абакан берет в Западном Саяне. На своем пути река впадает в знаменитое Красноярское водохранилище, расположенное неподалеку от горы Самохвал.

1.1 Природные условия

1.1.1 Климат

Горное месторасположение диктует соответствующий климат, а именно резко-континентальный. Средняя температура января -19,3 °С, июля +19,3 °С. Годовое количество атмосферных осадков 375 мм. Температура воды в р. Абакан не поднимается выше 20°С даже в июле.

Устойчивый снежный покров образуется в начале ноября. Грунт промерзает в среднем до 2 м. Весна (апрель-май) короткая и дружная, дневная температура 4 - 15°С, по ночам заморозки до - 3. Снег сходит в апреле, в лесу, в горах местами держится до июля.

1.1.2 Гидрологические данные

Река Абакан образуется при слиянии Большого и Малого Абакана. Впадает в Красноярское водохранилище. Длина реки 327 км, от истока Большого Абакана 514 км, площадь бассейна 32 тыс. км² – 11-й по площади бассейна и 18-й по длине приток Енисея. В Абакан впадает 317 водотоков длиной менее 10 км и два канала (Зауйбатский, Аскизский). В бассейне насчитывается 756 озёр, площадью 42,23 км². Русло реки в верхнем и среднем течении (до г. Абаза) полугорное и относительно прямолинейное, с большим количеством порогов. Ряд гидрологических наблюдений за рекой Абакан за период 1940-1989гг. представлен в приложении А, таблица А.1.

Среднемноголетний сток:

$$\bar{W}_{\text{многолетний}} = \bar{Q}_{\text{многолетний}} \cdot t = 297 \cdot 31536000 = 9,4 \text{ км}^3, \quad (1.1)$$

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

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

Таблица 1.1 – Координаты кривых связи верхнего и нижнего бьефа

Кривая связи верхнего бьефа		Кривая связи нижнего бьефа			
		зимняя		летняя	
$z_{ВБ}, м$	$W, км^3$	$z_{НБ}, м$	$Q, м^3/с$	$z_{НБ}, м$	$Q, м^3/с$
465	0,00	465	0	465	0
Кривая связи верхнего бьефа		Кривая связи нижнего бьефа			
		зимняя		летняя	
$z_{ВБ}, м$	$W, км^3$	$z_{НБ}, м$	$Q, м^3/с$	$z_{НБ}, м$	$Q, м^3/с$
465	0	465,0	0	465,0	0
488	0,75	467,0	240	467,0	300
500	1,5	468,5	480	468,5	600
508	2,25	469,6	720	469,6	900
515	3	470,5	960	470,5	1200
521	3,75	471,2	1200	471,2	1500
526	4,5	471,7	1440	471,7	1800
531	5,25	472,0	1680	472,0	2100
535	6				
538	6,75				
540	7,443				

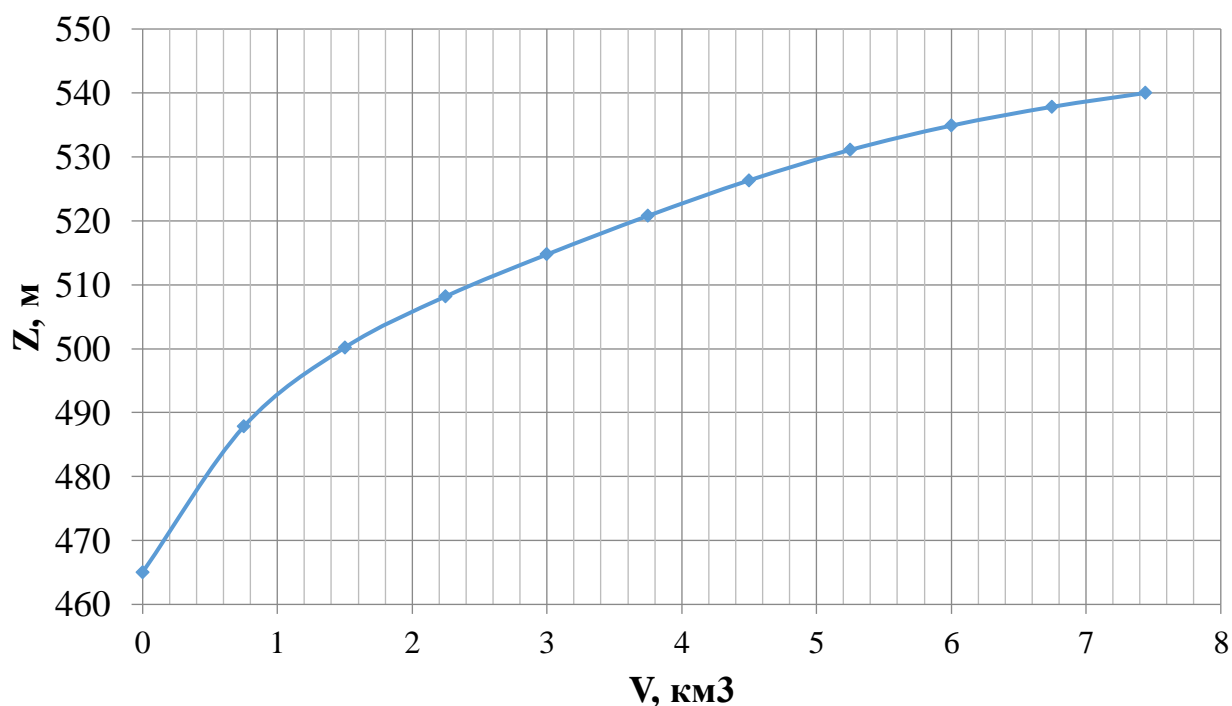


Рисунок 1.1 – Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа

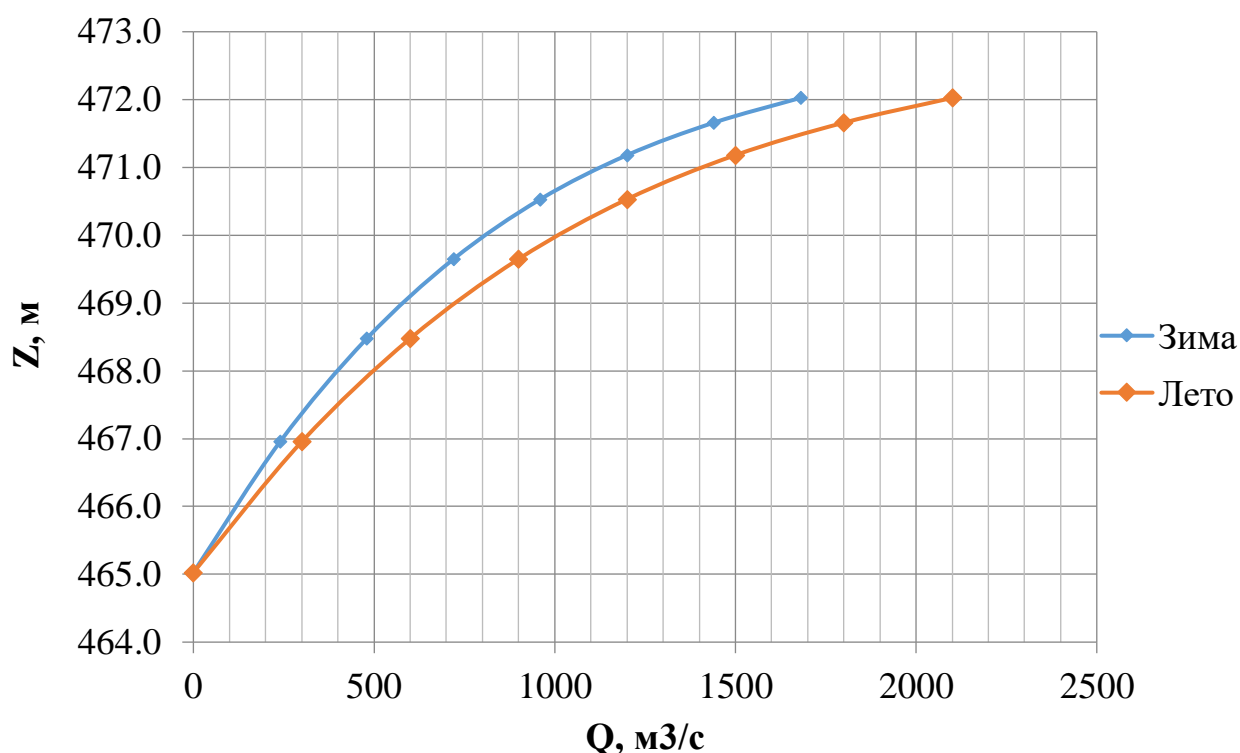


Рисунок 1.2 – Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа

Требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Требования участников ВХК и потери воды

Потери расходов	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
$Q_{испар}$, куб.м/сек	0,1	0	0	1	8	7	3	4	3	1	1	0
$Q_{лед}$, куб.м/сек	5	5	0	-8	-12	0	0	0	0	0	5	5
$Q_{фильтрация}$, куб.м/сек	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
$Q_{ВХК}$, куб.м/сек	106	106	106	106	212	212	212	212	212	212	106	106
$Q_{сан.попуск}$, куб.м/сек	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

1.1.3 Инженерно-геологические условия

По геологической карте определено, что в районе створа Абазинской ГЭС нет зон тектонического контакта.

В основании реки Абакан скальные породы: диорит.

1.1.4 Сейсмические условия

Согласно СНиПу [1] и в соответствии с картой сейсмического районирования территории Российской Федерации расчетная сейсмическая интенсивность района расположения Абазинской ГЭС при вероятности возможного превышения 1% равна 7 баллам шкалы MSK-64.

В результате работ по уточнению исходной сейсмичности пересмотрены первичные описания землетрясений в обширной области за период с 1905 по 2015 годы. В результате анализа воздействий от местных и удаленных землетрясений исторического и инструментального периодов установлено, что на участке Абазинской ГЭС не наблюдалось землетрясений более 7 баллов.

1.2 Аналоги проектируемого гидроузла

В ходе проектирования были выбраны в качестве аналогов следующие станции:

- Богучанская ГЭС

2 Водно-энергетические расчёты

2.1 Выбор расчётного маловодного и средневодного года

В соответствии с методикой выбора расчетных гидрографов необходимо разделить год на два основных периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). Отнесем к периоду половодья месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу. Остальные месяцы составят маловодный период. Для всех лет заданного ряда принимаем одинаковые месяцы, относящиеся к периоду межени и половодья (к периоду половодья V - IX месяцы; к периоду межени X - IV месяцы).

Определив границы сезонов, вычисляем средние расходы за год. Ранжируем каждую последовательность в порядке убывания. По полученным результатам строятся эмпирические кривые обеспеченности по формуле:

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

где n – общее число членов ряда;

m – порядковый номер члена ряда расходов (среднегодовых, среднеполоводных и средних за зимний сезон), ранжированного в убывающем порядке.

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

Результаты представлены в приложении А, таблица А.2.

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

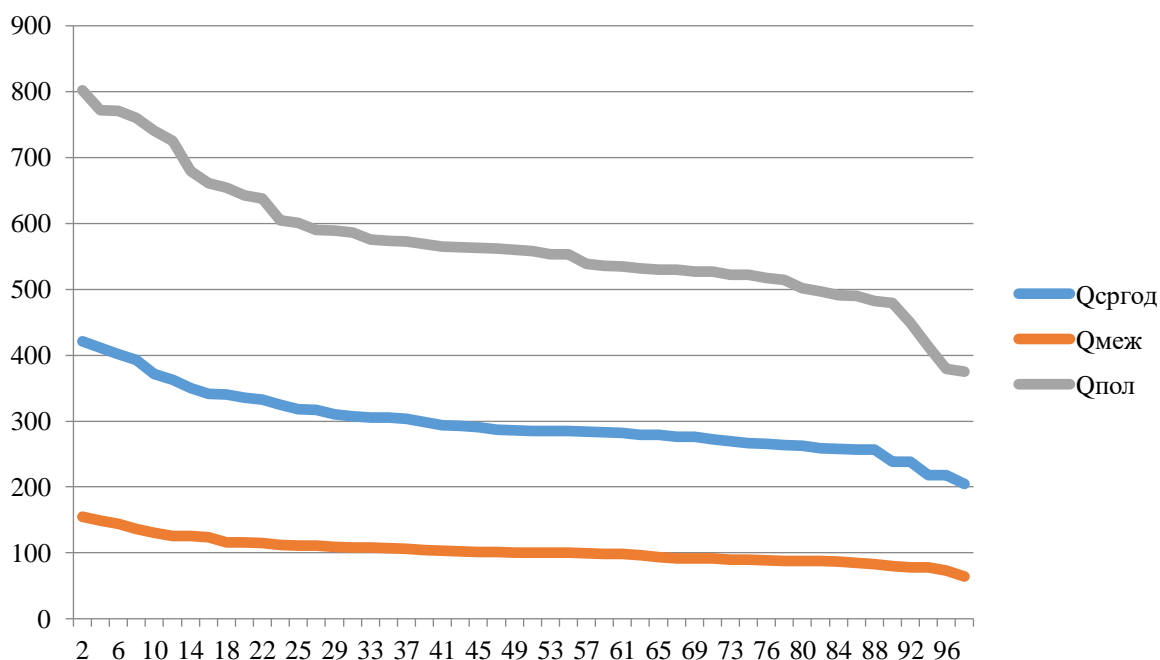


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности

Выбор расчётного года (P=50%): по кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайшие годы справа и слева от расчетной обеспеченности 50%: 1953 и 1944 гг.

Коэффициенты приведения по межени и половодью для 1953г.:

$$K_M = \frac{Q_{\text{баз м}}}{Q_{M1953}} = \frac{101}{107} = 0,94, \quad (2.2)$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{баз п}}}{Q_{\Pi1953}} = \frac{559}{553} = 1,04, \quad (2.3)$$

Коэффициенты приведения по межени и половодью для 1944г.:

$$K_M = \frac{Q_{\text{баз м}}}{Q_{M1944}} = \frac{101}{88} = 1,15, \quad (2.4)$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{баз п}}}{Q_{\Pi1944}} = \frac{559}{562} = 0,99. \quad (2.5)$$

В итоге принимаем тот год, который имеет коэффициент приведения ближе к единице, то есть тот год, который требует меньшую корректировку расходов.

За расчётный год принимаем 1953 г.

Выбор расчётного года (P=90%): Из таблицы А.2 представленной в приложении А посчитан среднегодовой расход и определен базовый год 1987 обеспеченности P=90 %. В период половодье год с обеспеченностью 90% - 1974 год. В период межени год с обеспеченностью 90% - 1981 год.

Коэффициенты приведения по межени и половодью для 1987г.:

$$K_M = \frac{Q_{M1981}}{Q_{M1987}} = \frac{80}{64} = 1,25, \quad (2.6)$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi1974}}{Q_{\Pi1987}} = \frac{479}{482} = 0,99. \quad (2.7)$$

За расчётный год принимаем 1987 г.

Выбрав расчетные гидрографы, уточним годовой сток, умножив среднемесячные расходы на вычисленные коэффициенты приведения, при умножении на коэффициенты приведения изменится средний расход за год,

чтобы этого избежать, проводим корректировку одного из коэффициентов приведения (таблицы 2.1 и 2.2).

Таблица 2.1 - Расчетный средневодный год без приведения, с приведением, и с корректировкой по межени и половодью

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q, ср. год
Q ₁₉₅₃	31	19	15	263	721	671	414	470	397	267	107	50	285
Q ₁₉₅₃ прив	32	20	16	274	678	631	389	442	373	278	111	52	275
Q ₁₉₅₃ с кор	32	20	16	274	710	661	408	463	391	278	111	52	285

Таблица 2.2 - Расчетный маловодный год без приведения, с приведением и с корректировкой по межени и половодью

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q, ср. год
Q ₁₉₈₇	13	23	17	116	785	710	296	367	253	102	136	42	238
Q ₁₉₈₇ прив	16	29	21	145	777	703	293	363	250	128	170	53	246
Q ₁₉₈₇ с кор	14	24	18	122	777	703	293	363	250	107	143	44	238

Гидрографы маловодного и средневодного года представлены на рисунке 2.2.

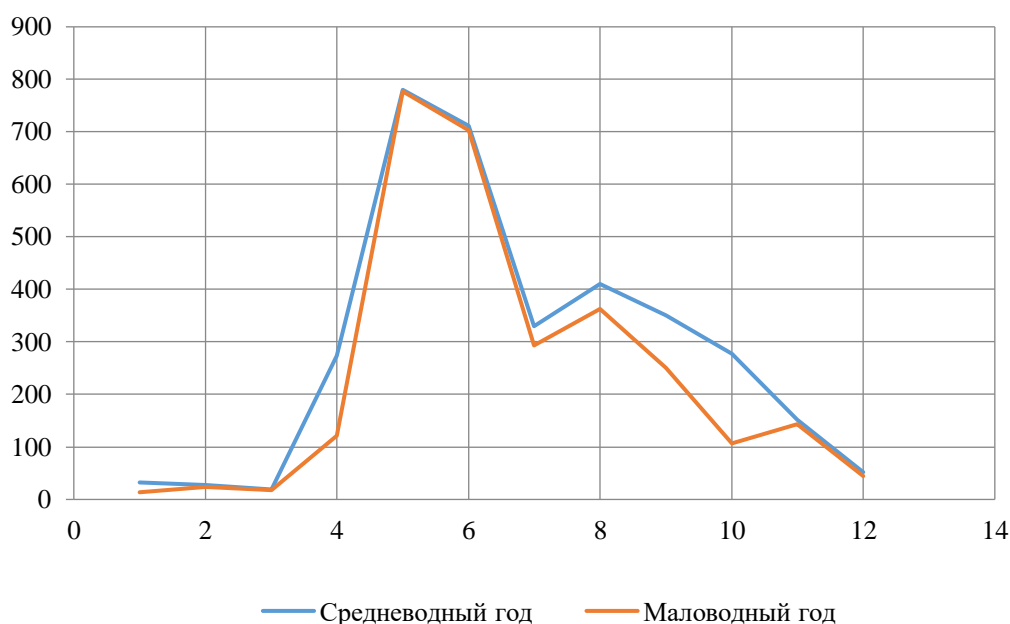


Рисунок 2.2 – Гидрографы маловодного и средневодного года

2.2 Определение максимального расчетного расхода

Согласно [2], проектируемая бетонная водосливная плотина имеет I класс капитальности. Сооружение данного класса должно быть рассчитано на

пропуск половодья с расходом, ежегодная вероятность превышения которого составляет 1,0 % (основной расчётный случай). Размеры водосливных отверстий и их число определяется по данным поверочного расчетного случая (пропуск половодья с расходом, ежегодная вероятность превышения которого составляет 0,1 %).

Средний паводковый расход реки находится по формуле:

$$\bar{Q} = \frac{\sum Q_i}{n} = 918,14 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (2.8)$$

где n – объём выборки (ряд лет).

Коэффициент вариации или изменчивости находится по формуле:

$$C_v = \sqrt{\frac{\sum (k - 1)^2}{n}}, \quad (2.9)$$

где K_i - модульный коэффициент, который определяется по формуле:

$$k = \frac{Q_n}{Q_{\text{ср}}}. \quad (2.10)$$

Коэффициент асимметрии определяется по формуле:

$$C_s = \frac{\sum (k - 1)^3}{C_v^3 \cdot n}. \quad (2.11)$$

Результаты расчета представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Вычисление расходов, заданной обеспеченности средних годовых расходов воды

$p, \%$	Φ	M_s	k_s	Q_s
0,01	4,78	1,138	2,138	1963
0,1	3,78	0,9	1,9	1744
1	2,66	0,633	1,633	1499

2.3 Построение суточных графиков нагрузки и интегральная кривая нагрузки энергосистемы

Используя план генерации и потребления для Хакасского РДУ, с сайта системного оператора единой энергетической системы, можем получить суточный график нагрузки для летнего и зимнего периодов.

Используя суточные мощности можем построить интегральную кривую нагрузки по координатам представленным в таблицах 2.4 и 2.5.

Таблица 2.4 – Данные для построения ИКН зимних суток

$\Delta t, ч$	Мощность потребления, ранжированная, МВт	$\Delta P, МВт$	$\Delta P \cdot t, МВт \cdot ч$	$\Sigma P, МВт$	$\Sigma \mathcal{E}, млн. кВт \cdot ч$
0	3722	15	0	15	0,00
2	3707	15	30	30	0,03
2	3692	22	44	52	0,07
3	3670	2	7	54	0,08
4	3667	2	9	56	0,09
5	3665	9	46	66	0,14
6	3656	11	66	77	0,20
7	3645	11	78	88	0,28
8	3634	7	52	94	0,33
9	3627	11	100	105	0,43
10	3616	0	4	106	0,44
11	3616	0	4	106	0,44
12	3615	10	117	116	0,56
13	3606	16	210	132	0,77
14	3589	104	1463	237	2,23
15	3485	7	110	244	2,34
16	3478	60	964	304	3,30
17	3417	75	1279	379	4,58
18	3342	21	376	400	4,96
19	3321	1	12	401	4,97
20	3321	26	521	427	5,49
21	3295	42	891	469	6,38
22	3252	32	708	502	7,09
23	3220	3220	74060	3722	81,15

Таблица 2.5 – Данные для построения ИКН летних суток

$\Delta t, ч$	Мощность потребления, ранжированная, МВт	$\Delta P, МВт$	$\Delta P \cdot t, МВт \cdot ч$	$\Sigma P, МВт$	$\Sigma \mathcal{E}, млн. кВт \cdot ч$
0	2807	7	0	7	0,00
1	2800	9	9	16	0,01
2	2791	7	14	23	0,02
3	2784	0	1	23	0,02
4	2784	6	23	29	0,05
5	2778	6	28	34	0,07
6	2773	7	44	42	0,12
7	2765	4	30	46	0,15

Окончание таблицы 2.5

$\Delta t, \text{ч}$	Мощность потребления, ранжированная, МВт	$\Delta P, \text{МВт}$	$\Delta P \cdot t, \text{МВт}\cdot\text{ч}$	$\Sigma P, \text{МВт}$	$\Sigma \text{Э}, \text{млн.кВт}\cdot\text{ч}$
8	2761	2	12	47	0,16
9	2760	3	31	51	0,19
10	2756	2	21	53	0,21
11	2754	13	144	66	0,36
12	2741	3	34	69	0,39
13	2738	55	718	124	1,11
14	2683	43	608	167	1,72
15	2639	75	1121	242	2,84
16	2565	15	244	257	3,08
17	2549	82	1393	339	4,47
18	2468	10	187	350	4,66
19	2457	20	378	370	5,04
20	2437	23	454	392	5,49
21	2415	3	70	396	5,56
22	2411	20	434	415	6,00
23	2392	2392	55005	2807	61,00

Интегральные кривые нагрузки энергосистемы для зимнего и летнего периода, с учётом введённых в работу ГЭС. (Приложение А, рисунок А.1, А.2).

2.4 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

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

$$P_t^{max} = a + b \cdot (30^0 \cdot t - 15^0), \quad (2.12)$$

где t – порядковый номер месяца в году;
 a, b – коэффициенты, определяемые по формулам 2.15, 2.16.

$$a = \frac{P_{зим}^{max} + P_{лет}^{max}}{2} = 3049, \quad (2.13)$$

$$b = \frac{P_{зим}^{max} - P_{лет}^{max}}{2} = 454, \quad (2.14)$$

где $P_{зим}^{max}$ – максимальная нагрузка за зиму;
 $P_{лет}^{max}$ – максимальная нагрузка за лето.

Среднемесячные нагрузки энергосистемы рассчитываем аналогично:

$$P_t^{cp} = a + b \cdot (30^0 \cdot t - 15^0), \quad (2.15)$$

Расчет графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы при заданном максимуме нагрузки представлен в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Расчетная таблица для построения графика максимальных годовых и среднемесячных нагрузок

Нагрузки	янв	фев	март	апр	май	июнь	июль	авг	сент	окт	нояб	дек
Pt(max)	3670	3548	3338	3094	2883	2761	2761	2882	3093	3336	3547	3670
Pt(ср.мес)	3488	3370	3167	2932	2728	2611	2610	2727	2931	3165	3369	3487

Годовой график максимальных и среднемесячных нагрузок представлен на рисунке 2.3.

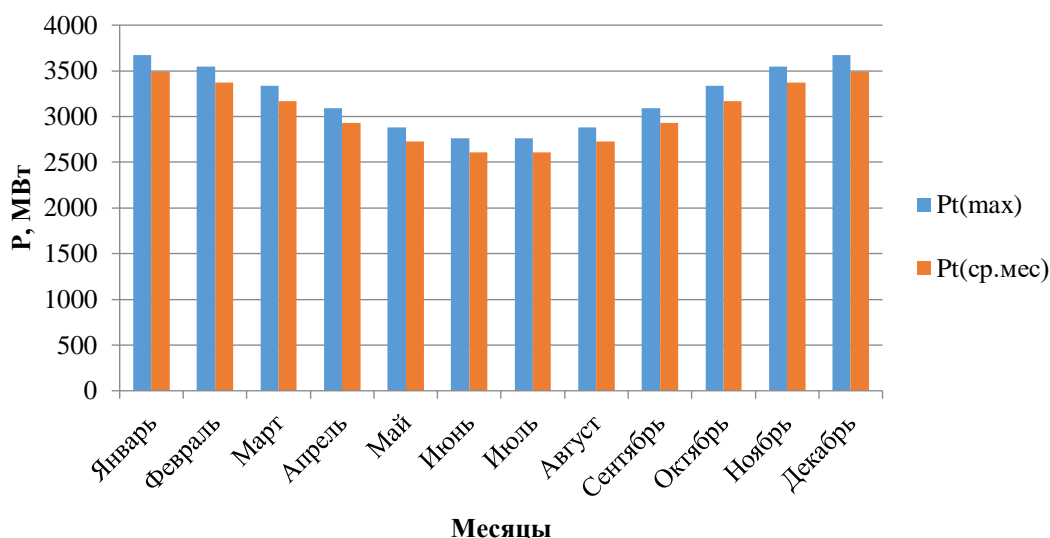


Рисунок 2.3 – Годовой график максимальных и среднемесячных нагрузок

2.5 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы

Определение гарантированной энергоотдачи по условиям маловодного года проводится поэтапно.

Для выбранного расчётного маловодного года и принятой обеспеченности вычисляются мощности на бытовом стоке для каждого месяца, по формуле:

$$N_{ГЭС} = k_N \cdot Q_{пр} \cdot H_{ГЭС}^{подв}, \quad (2.16)$$

где $k_N = 8,99$ - коэффициент мощности;

$Q_i^{пр90\%}$ - бытовой расход расчётного маловодного года;

$H_{ГЭС}^{подв}$ - напор нетто проектируемой ГЭС.

$$H_{ГЭС}^{подв} = Z_{ВВ} - Z_{НБ}(Q_{НБ}(t)) - \Delta h, \quad (2.17)$$

где $Z_{ВБ}$ - отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке НПУ=540м;
 $Z_{НБ}(Q_{НБ}(t))$ – уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды, определенным по летней или зимней кривым связи;
 $\Delta h = 0,4\text{м}$ – потери напора в водоподводящих сооружениях.

Мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК:

$$N_{ВХК} = k_N \cdot Q_{ВХК} \cdot H_{ГЭС}^{подв}, \quad (2.18)$$

где $Q_{ВХК}$ - расход воды по требованиям участников водохозяйственного комплекса.

Результаты расчетов сведены в таблицы 2.7 и 2.8 соответственно:

Таблица 2.7 – Работа ГЭС на бытовом стоке без регулирования при УВБ равном НПУ

Месяц	$Q_{быт},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{пол},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$Z_{вб}$ м	$Z_{НБ},$ м	Н, м	$N_{ГЭС},$ МВт
1	14	7	540	465	74	4
2	24	17	540	465	74	11
3	18	16	540	465	74	10
4	122	115	540	466	74	73
5	777	775	540	469	70	473
6	703	689	540	469	71	423
7	293	279	540	467	73	176
8	363	349	540	467	72	219
9	250	236	540	467	73	150
10	107	93	540	466	74	60
11	143	136	540	466	73	87
12	44	37	540	465	74	24

Таблица 2.8 – Работа ГЭС исключительно по требованиям ВХК

Месяц	$Q_{быт},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{ВХК},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$Z_{вб}$ м	$Z_{НБ},$ м	Н, м	$N_{ГЭС},$ МВт
1	14	106	540	466	73	68
2	24	106	540	466	73	68
3	18	106	540	466	74	68
4	122	106	540	466	74	68
5	777	212	540	466	73	135
6	703	212	540	466	73	135
7	293	212	540	466	73	135
8	363	212	540	466	73	135
9	250	212	540	466	73	135
10	107	212	540	466	73	135
11	143	106	540	466	73	68
12	44	106	540	466	73	68

Следующим этапом рассчитанные 2 режима работы проектируемой ГЭС вписываются в годовой график среднемесячных нагрузок энергосистемы с уже вписанными на нём существующими ГЭС. В качестве существующей ГЭС берется часть мощности Саяно-Шушенской ГЭС. Покрытие годового графика среднемесячных нагрузок энергосистемы (маловодный год) представлено на рисунке 2.4.

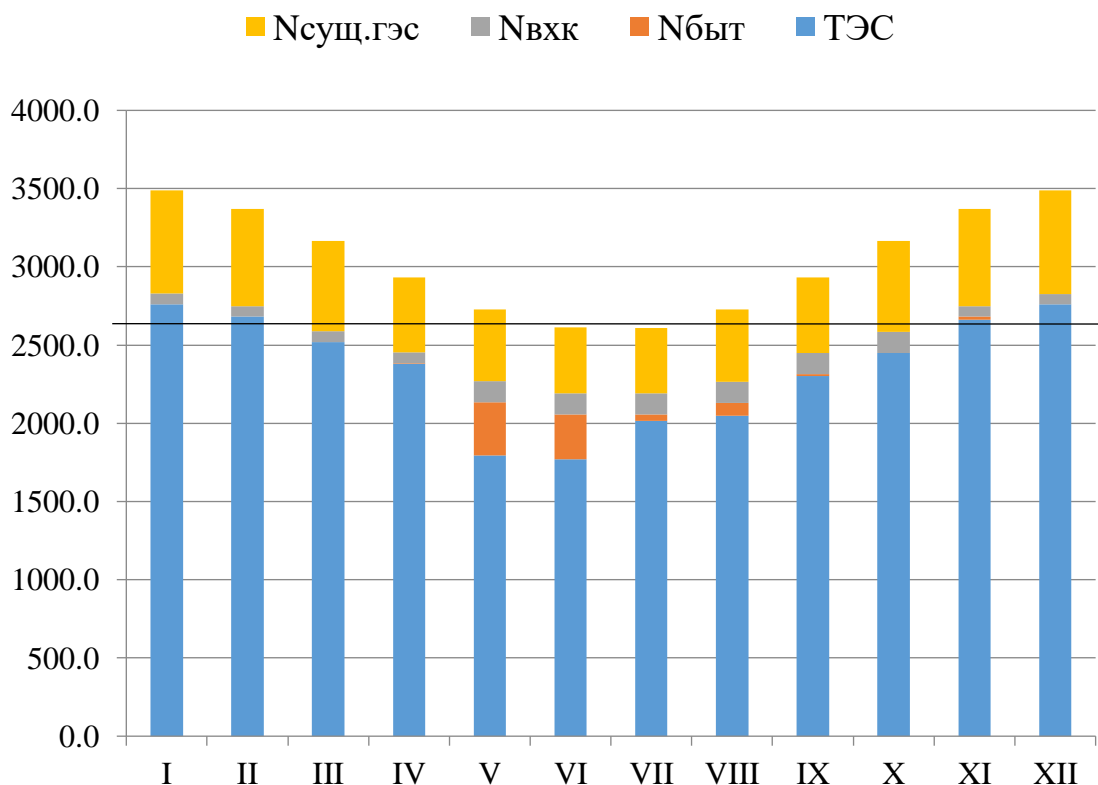


Рисунок 2.4 – Баланс энергии

При сравнении 2х режимов работы ГЭС (на бытовом стоке и по требованиям ВХК) из графика среднемесячных нагрузок можно определить излишки бытовой мощности в полноводный период, которые распределяются на зиму таким образом, чтобы обеспечить максимальное вытеснение тепловых мощностей системы.

$$N_{\text{изл}} = \sum N_{\text{быт}} - \sum N_{\text{вхк}} = 496 \text{ МВт} \quad (2.19)$$

В данном случае излишек мощности хватило на выдачу гарантированной мощности в четырех месяцах (январь, февраль, ноябрь декабрь). В месяцы, не попавшие под регулирование, работаем по мощности ВХК. В месяцы, попавшие под регулирование, работаем на мощности равные сумме $N_{\text{вхк}}$ и $N_{\text{изл}}$ для конкретного месяца.

2.6 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС

Главной задачей водноэнергетических расчётов является определение гарантированных мощностей для каждого месяца, минимального уровня сработки водохранилища (отметки УМО), среднемноголетней выработки. Также на основе данного расчёта происходит определение установленной мощности проектируемой ГЭС.

При расчёте соблюдались следующие условия:

- обеспечение минимума холостых сбросов в средневодном году
- диапазон колебаний напоров на ГЭС не должен превышать 30-40% $H_{\text{подв}}^{\text{подв}}$ (по требованиям нормальной работы турбинного оборудования ГЭС).

Расчёт начинаем с момента, когда водохранилище наполнено, то есть, с отметки НПУ=540 м.

Сработку средневодного года производим двумя способами:

1. Работа ГЭС с мощностями, равными мощностям, принятым в маловодном году.

2. Работа ГЭС по режиму уровня в расчетном маловодном году.

За конечный вариант принимаем тот способ в котором больше среднемноголетняя выработка электроэнергии. Сработка за маловодный и средневодные годы представлена в приложении. (Приложение А, таблица А.3, А.4, А.5).

Выработка в средневодном году при сработке по мощностям получилась равной $\sum \mathcal{E} = 1,4$ млрд кВт·ч. При сработке по отметкам равной $\sum \mathcal{E} = 1,3$ млрд кВт·ч. Таким образом, из двух вариантов принимаем наибольшую выработку и объявляем её среднемноголетней. $\mathcal{E}_{\text{ср.многолетн.}} = 1,4$ млрд кВт·ч.

График сработки – наполнения за маловодный и средневодный год представлен на рисунке 2.6.

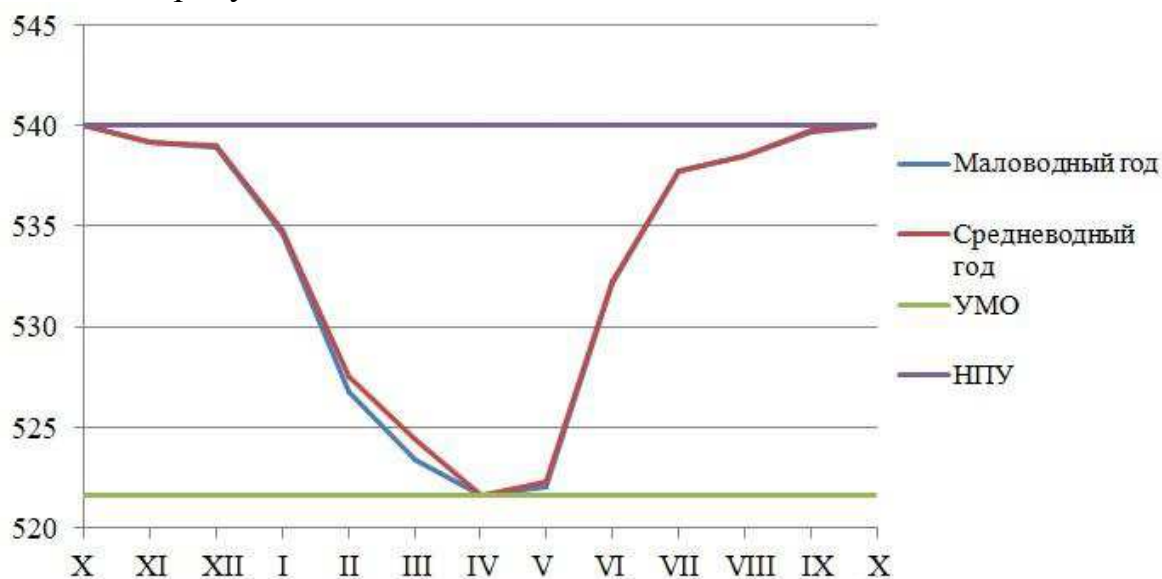


Рисунок 2.6 – График сработки и наполнения водохранилища

2.7 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов

Нагрузочный резерв составляет 2,0 % от максимальной мощности энергосистемы, аварийный резерв составляет 7% от максимальной мощности энергосистемы.

Установленную мощность ГЭС по выполняемым в системе функциям можно представить в виде суммы:

$$N_{уст}^{гэс} = N_{выт.раб.}^{гэс} + N_{рез}^{нагр} \quad (2.20)$$

Где вытесняющая рабочая мощность ГЭС определяется из условия максимума вытеснения тепловых мощностей системы.

В рамках дипломного проекта $N_{выт.раб.}^{гэс}$ определяется суммой катетов мощностей треугольников вписанных на ИКН в базовую и полупиковую часть суточного графика нагрузки за месяц январь. ИКН с обозначенными катетами мощности треугольников проектируемой ГЭС представлена в приложении (Приложение А. Рисунок А.1).

И для этого месяца $N_{выт.раб.}^{гэс} = 470$ МВт.

Нагрузочный резерв от максимальной мощности энергосистемы составляет 2,0% и находится следующим образом:

$$N_{рез.с-мы}^{нагр} = \frac{N_{max}^{с-мы}}{100\%} \cdot 2\% = 10 \text{ МВт} \quad (2.21)$$

В данной системе нет существующих ГЭС, поэтому весь рассчитанный нагрузочный резерв войдет в установленную мощность проектируемой станции.

Таким образом, установленная мощность проектируемой будет равна:

$$N_{уст}^{гэс} = 480 \text{ МВт.}$$

Далее приступаем к построению баланса мощностей в маловодном году. Баланс мощностей системы строится на графике максимальных нагрузок и представляет собой распределение мощностей на покрытие нагрузки между всеми участниками энергосистемы и размещение резервов во времени и по конкретным электростанциям.

Баланс мощности для энергосистемы республики Хакасия представлен на рисунке 2.7.

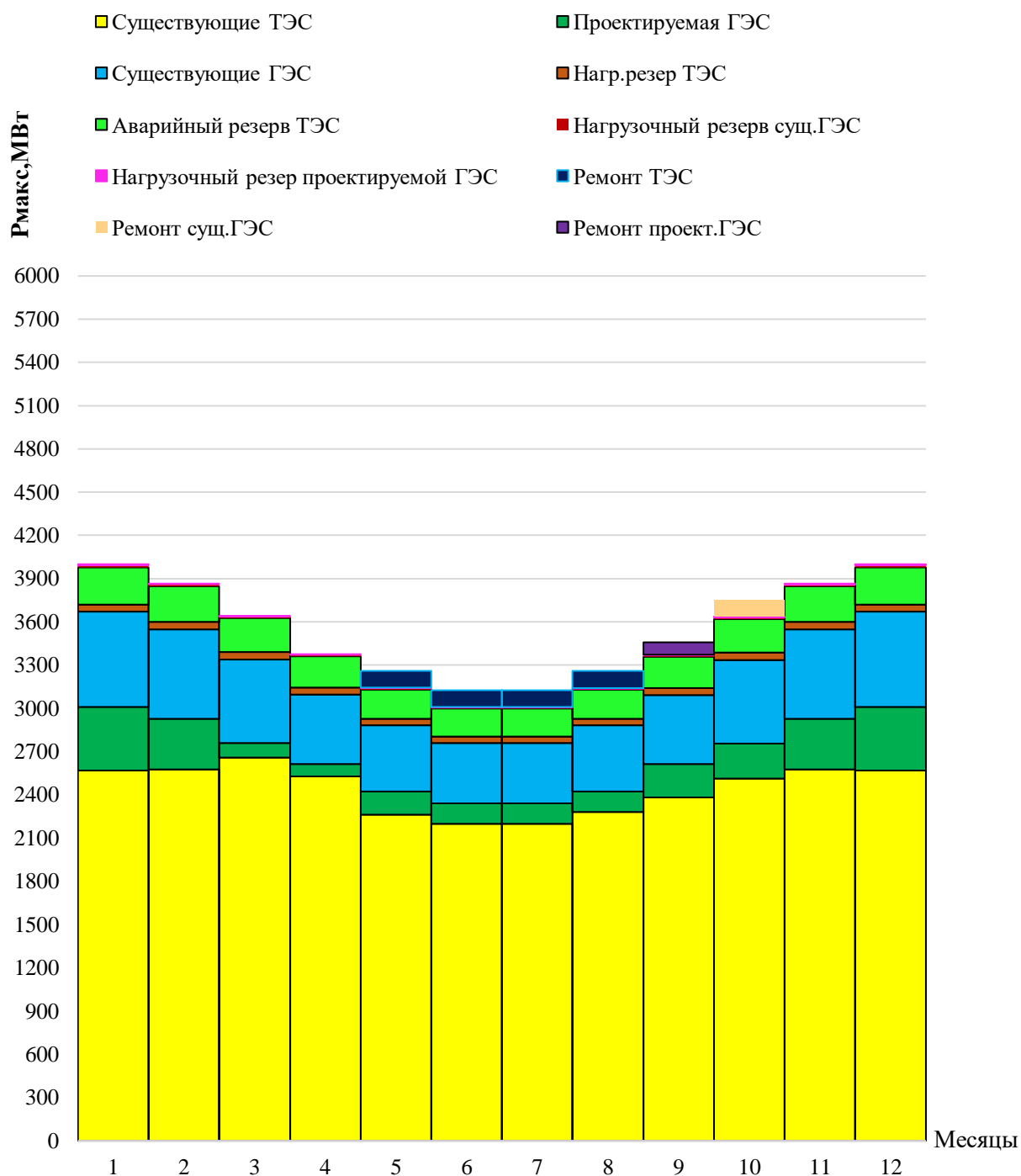


Рисунок 2.7 – Баланс мощности

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор числа и типа агрегатов

3.1.1 Построение режимного поля

Выбор оборудования начинается с построения режимного поля или напорных характеристик станции.

Режимное поле – это пространство, ограниченное линиями $H(Z_{нпу}, Q_{гэс})$ и $H(Z_{умо}, Q_{гэс})$. Слева наносится ограничение по минимальному расходу (в данном случае – это санитарный попуск, равный $Q_{сан.поп.}=210 \text{ м}^3/\text{с}$), справа – ограничения по турбине и генератору.

Максимальная мощность должна выдаваться станцией при расчётном напоре и всех напорах, выше расчетного. Линия расчётного напора строится от отметки водохранилища, характерной для середины января.

На построенном режимном поле определяются минимальный и максимальный напоры, которые обуславливают типы и модификации турбин, пригодные для установки на проектируемой ГЭС.

Данные для построения режимного поля, представлены в таблице 3.1. Режимное поле представлено на рисунке 3.1.

Исходя из режимного поля была выбрана турбина РО-75-В, как подходящая по условию отношения минимального напора в сработке, к предельному напору турбины.

Условие применения данной турбины:

$$H_{\min} \geq 0,6 \cdot H_{\text{пред}}(45\text{м}) \quad (3.1)$$

Исходя из режимного поля $H_{\min} = 51 \text{ м}$, что нам дает возможность применения этой турбины.

Таблица 3.1 – Результаты расчёта режимного поля проектируемой станции

Кривая связи НБ		Линия огр. по $Q_{сан.п}$		Напорные характеристики		
$Q_{нб}$	$Z_{нб}$	H	Q	$H_{нпу}$	$H_{умо}$	$H_{звб1}$
0	465,0	100	212	74,2	40,7	59,7
50	465,4	0	212	73,9	40,3	59,4
100	465,7	-	-	73,5	40,0	59,1
150	466,0	-	-	73,2	39,6	58,7
200	466,4	-	-	72,9	39,3	58,4
250	466,7	-	-	72,6	39,0	58,1
300	467,0	-	-	72,3	38,7	57,8
350	467,2	-	-	72,0	38,4	57,5
400	467,5	-	-	71,7	38,2	57,3
450	467,8	-	-	71,5	37,9	57,0
500	468,0	-	-	71,2	37,7	56,8

Окончание таблицы 3.1

Линия ограничения по расчетной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
Н	Q	Н	Q
75,0	706,5	54,8	967,8
74,3	713,6	54,0	961,2
73,5	720,9	53,3	954,5
72,8	728,4	52,5	947,7
72,0	736,0	51,8	940,9
71,3	743,7	51,0	934,1
70,5	751,6	50,3	927,2
69,8	759,7	49,5	920,3
69,0	767,9	48,8	913,3
68,3	776,4	48,0	906,2

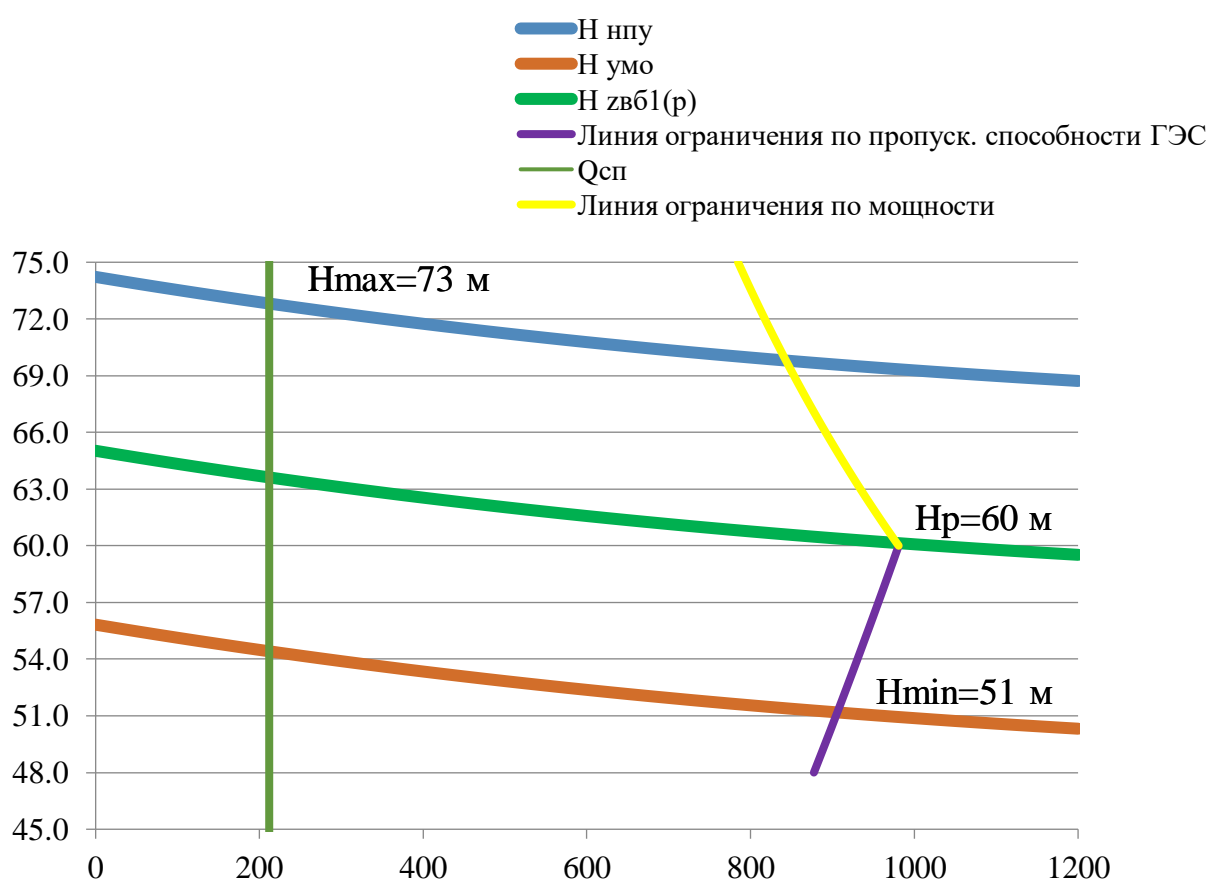


Рисунок 3.1 – Режимное поле Абазинской ГЭС

Из построенного режимного поля определяем:

– максимальный напор. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу: $H_{\max} = 73 \text{ м}$;

– максимальный расход. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора: $Q_{\max} = 1006 \text{ м}^3/\text{с}$;

- расчётный напор. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора: $H_p = 60$ м;
- минимальный напор. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС: $H_{min} = 51$ м.

3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

Для полученного диапазона изменения напора по справочным материалам подбираются все возможные типы гидротурбин, исходя из следующих условий:

- значение предельного напора не должно быть меньше максимального расчетного;
- отношение $\frac{H_{min}}{H_{max}}$ должно быть не меньше справочных данных.
- максимальный диаметр рабочего колеса гидротурбин должен выбираться с учетом транспортировки к месту монтажа.

Заданным условиям соответствуют турбины ПЛД90-В45° и РО75-В со следующими параметрами, представленными в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры турбинного оборудования

Марка	РО75 – В	ПЛД90 – В45°
$H_{пред},$ м	75	90
H_{min}/H_{max}	0,6	0,5
$n'_{1 opt},$ об/м	83	85
$Q_{1 opt},$ л/с	1,02	0,8
$\eta_{m opt}$	0,92	0,91
$Q'_{1 max},$ л/с	1,2	1,27
$\sigma(Q'_{1 max})$	0,13	0,45
$D_{1 м},$ м	0,46	0,46
$H_{мод},$ м	4	4
$t_{мод},$ °С	20	16

Далее выполняются расчеты для ряда стандартных диаметров, результаты которых представлены в таблицах 3.3, 3.4.

КПД натурной турбины определяется по формуле:

$$\eta_m = 1 - (1 - \eta_m) \cdot ((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1м}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_m}{H_p}} \cdot \sqrt[5]{\frac{v_H}{v_m}}), \quad (3.2)$$

где $\eta_m, D_{1м}, H_m$ – КПД, диаметр и напор модельной турбины;

D_1, H_p – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

ν_n, ν_m – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для натуральных и модельных условий t_n и t_m .

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

Мощность одного агрегата:

$$N_a^* = 9,81 \cdot D_1^2 \cdot Q_I' \cdot \sqrt{H_p \cdot \eta_m \cdot \eta_g}, \quad (3.3)$$

где Q_I' – приведенный расход в расчетной точке;

η_g – средний КПД генератора (предварительно принимается $\eta_g = 0,97$).

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов находится по формуле:

$$Z_a^* = \frac{N_{уст}}{N_a^*}, \quad (3.4)$$

где $N_{ГЭС}^{уст} = 480$ МВт – расчетная установленная мощность проектируемой ГЭС.

Расчитанное число агрегатов Z_a^* округляется в большую сторону (Z_a).

Далее уточняется мощность агрегата:

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

Далее рассчитывается синхронная частота вращения:

$$n_c^* = \frac{n_p' \cdot \sqrt{\Delta \cdot H_{расч}}}{D_1}, \quad (3.6)$$

где n_p' – приведенная частота в расчётной точке на ГУХ;

$\Delta = \frac{\eta_m}{\eta_n}$ – поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к натуре.

Полученное значение синхронной частоты вращения округляется до ближайшего стандартного значения n_c (в большую сторону).

Далее рассчитываются приведенные частоты вращения соответствующие известным напорам – максимальному, расчетному и минимальному по следующим формулам:

$$n'_{1max} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{min} \cdot \Delta}}; \quad (3.7)$$

$$n'_{1p} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}; \quad (3.8)$$

$$n'_{1min} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{max} \cdot \Delta}}. \quad (3.9)$$

Для определения положения расчетных точек производится подбор значений η_T и Q'_I , таких что бы выполнялись равенства:

- для приведенной расчетной частоты вращения:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{T\text{cp}}}; \quad (3.10)$$

- для приведенной минимальной частоты вращения:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{max}^{1,5} \cdot \eta_{T\text{cp}}}. \quad (3.11)$$

Таблица 3.3 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D_1 гидротурбины РО75 – В.

$D_{1м}, м$	4,25	4,5	4,75	5	5,3	5,6
η_T	0,929	0,929	0,930	0,930	0,931	0,929
$N_a^*, МВт$	86824	97391	108567	120352	135299	86824
$Z_a^*, шт$	5,897	5,257	4,716	4,254	3,784	5,897
$Z_a, шт$	6	6	6	6	4	6
$N_a, МВт$	85333	85333	85333	85333	128000	85333
Δ	1,043	1,043	1,044	1,044	1,045	1,043
$n_c^*, об/мин$	154,465	145,922	138,277	131,394	123,989	154,465
$n_c, об/мин$	150	150	142,8	136,4	125	150
$n'_{max}, об/мин$	87,424	92,542	92,971	93,456	90,760	87,424
$n'_p, об/мин$	80,601	85,319	85,715	86,162	83,677	80,601
$n'_{min}, об/мин$	73,073	77,350	77,709	78,114	75,861	73,073
$Q_1 \cdot \eta_T, H_p$	0,973	0,867	0,778	0,702	0,936	0,973
$Q_1 \cdot \eta_T, H_{max}$	0,796	0,710	0,637	0,575	0,768	0,796
$Q'_1, \frac{м^3}{с} (H_{max})$	0,929	0,929	0,930	0,930	0,931	0,929
$Q'_1, \frac{м^3}{с} (H_{min})$	86824	97391	108567	120352	135299	86824

Таблица 3.4 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D_1 гидротурбины ПЛД90 – В45°.

$D_{1м}, м$	4,25	4,5	4,75	5	5,3	5,6
η_T	0,940	0,940	0,941	0,941	0,941	0,942
$N_a^*, МВт$	91087,4	102164,3	113878,7	126230,8	141895,4	158478,7
$Z_a^*, шт$	5,62	5,01	4,50	4,06	3,61	3,23
$Z_a, шт$	6	6	6	6	4	4
$N_a, МВт$	85333	85333	85333	85333	128000	128000
Δ	1,036	1,037	1,037	1,038	1,038	1,038
$n_c^*, об/мин$	157,699	148,971	141,160	134,128	126,564	119,808
$n_c, об/мин$	166,7	150	142,8	136,4	125	125
$n'_{max}, об/мин$	97,458	92,832	93,267	93,757	91,056	96,191
$n'_p, об/мин$	89,852	85,587	85,988	86,440	83,950	88,684
$n'_{min}, об/мин$	81,459	77,593	77,956	78,366	76,109	80,400
$Q_1 \cdot \eta_T, Н_p$	1,068	0,953	0,855	0,772	1,030	0,923
$Q_1 \cdot \eta_T, H_{max}$	0,796	0,710	0,637	0,575	0,768	0,688
$Q_1, \frac{м^3}{с} (H_{max})$	4,25	4,5	4,75	5	5,3	5,6
$Q_1, \frac{м^3}{с} (H_{min})$	0,940	0,940	0,941	0,941	0,941	0,942

Предварительно принимается турбина РО75 – В; $D_1 = 5,3$ м, $Z_a = 4$.

3.1.3 Построение рабочей зоны на ГУХ

Рабочая зона должна размещаться на ГУХ таким образом, чтобы в диапазоне напоров от H_{max} до H_p гидротурбина работала с наибольшим КПД.

Для начала необходимо нанести на ГУХ линии приведенных частот вращения, соответствующие известным напорам H_p, H_{min}, H_{max} .

В результате нанесения указанных линий на ГУХ изменится положение расчетной точки. Она переместится с линии n'_l , проходящей через оптимум КПД главной универсальной характеристики, на линию n'_p (соответствующую напору H_p). Координаты расчетной точки вычислены в приведенных ранее расчетах ($Q'_1 \cdot \eta_T, H_p$).

Далее необходимо построить линию ограничения по установленной мощности агрегата. Для этого на линии n'_{max} (соответствующей напору H_{max}) необходимо найти точку ($Q'_1 \cdot \eta_T, H_{max}$), и соединить её с расчётной точкой.

Полученное сочетание D_1, Z_a, n_c является приемлемым, если расчётная точка на ГУХ находится в рекомендуемом по справочным данным диапазоне изменения по Q'_{max} и σ для данной турбины, а также линия ограничения по установленной мощности агрегата лежит правее оптимума.

Далее следует нанести линию ограничения по турбине, для этого необходимо из расчетной точки провести прямую, которая будет параллельна ближайшей линии открытия направляющего аппарата, до пересечения с линией n'_{min} (соответствующей напору H_{min}).

Также необходимо построить линии ограничения по минимальному расходу. Для этого на линиях n'_{min} и n'_{max} строятся соответствующие им точки Q'_I , после чего эти точки необходимо соединить.

Так, с учетом полученных ограничений по турбине и генератору, можно заключить, что гидротурбина может работать при заданных ограничениях по минимальному расходу воды.

Построение рабочей зоны для турбины РО75–В–5300 представлено на рисунке (приложение Б, рисунок Б.1).

3.2 Гидротурбины и их проточная часть

Полученный приведенный расход переводится в расчётный расход.

$$Q_{\max} = Q'_I \cdot (D_1)^2 \cdot \sqrt{\Delta \cdot H_{\max}} = 1,06 \cdot (5,3)^2 \cdot \sqrt{1,045 \cdot 73} = 260,03 \text{ м}^3/\text{с} \quad (3.12)$$

$$Q_p = Q'_I \cdot (D_1)^2 \cdot \sqrt{\Delta \cdot H_p} = 1,07 \cdot (5,3)^2 \cdot \sqrt{1,045 \cdot 60} = 237,9 \text{ м}^3/\text{с} \quad (3.13)$$

$$Q_{\min} = Q'_I \cdot (D_1)^2 \cdot \sqrt{\Delta \cdot H_{\min}} = 0,87 \cdot (5,3)^2 \cdot \sqrt{1,045 \cdot 51} = 178,4 \text{ м}^3/\text{с} \quad (3.14)$$

Из полученных приведённых расходов рассчитаются отметки, соответствующие им. Результаты сведены в таблицу 3.5.

Таблица 3.5 – Результаты расчетов отметок.

Напоры	H_{\min}	H_p	H_{\max}
Отметки	466,2	466,6	466,7

3.2.1 Определение высоты отсасывания

Высота отсасывания рассчитывается для трех наиболее опасных случаев, после чего выбирается наибольшая:

- Работа одного агрегата с расчётной мощностью при НПУ,
- Работа одного агрегата с расчётной мощностью при H_p ,
- Работа одного агрегата с H_{\min} и соответствующей ему мощности на линии ограничения.

Для выбранной турбины необходимо рассчитать высоту отсасывания:

$$H_s = B - \frac{\nabla Z_{нб}(Q_{нб})}{900} - k_{\sigma} \cdot \sigma \cdot H - \Delta Z_{X,пл}, \quad (3.15)$$

где $B = 10,33$ м – барометрическое давление;
 $\nabla Z_{нб}(Q_{нб})$ – отметка НБ при данном расходе;
 $k_{\sigma} = 1,05 - 1,15$ – коэффициент запаса по кавитации;
 $\Delta Z_{х.пл} = \frac{b_0}{2}$ – разность отметок характерных плоскостей;
 σ – коэффициент кавитации.

Найденные высоты отсасывания сведены в таблицу 3.6.

Таблица 3.6 – Значения высот отсасывания.

Q' в Q	178,39	237,97	260,03
∇Z	466,2	466,6	466,7
H_s	5,00	0,43	-2,52

Из всех полученных расчетных значений H_s выбирается такое значение, которое сможет обеспечить бескавитационную работу агрегата во всех рассмотренных режимах работы, то есть $H_{s1} = -2,52$ м.

3.2.2 Выбор отметки установки рабочего колеса

Отметка рабочего колеса для обеспечения его бескавитационной работы находится по формуле:

$$\nabla Z_{рк} = Z_{нб}(Q_{нб}) + H_s = 466,7 - 2,52 = 464,18 \text{ м.} \quad (3.16)$$

Найденные отметки установки РК сведены в таблицу 3.7.

Таблица 3.7 – Значения отметок установки РК.

H_s	5,00	0,43	-2,52
$\nabla Z_{рк}$	471,20	467,03	464,18

В результате сравнения полученных высот отсасывания принимаем максимальное заглубление рабочего колеса $\nabla PK = 464,18$ м, при соответствующей высоте отсасывания $H_s^{don} = -2,52$ м. Полученная отметка РК не противоречит экономической целесообразности заглубления.

3.2.3 Гидромеханический расчет и построение металлической спиральной камеры

Задаваясь максимальным напором $H_{max} = 73$ м, к проектировке выбирается металлическая спиральная камера круглого сечения с углом охвата $\varphi = 345^\circ$. При расчете спиральной камеры должны учитываться три главных условия:

1) Равномерное распределение расхода по окружности направляющего аппарата.

2) Обеспечение одинаковой закрутки потока (постоянство момента скорости) перед направляющим аппаратом.

3) Подбор таких размеров радиальных сечений спиральной камеры, чтобы средние скорости потока в них не превосходили предельных значений.

Принимая стандартные размеры статора в зависимости от нормализованных гидротурбин согласно [2], принимаем:

Внутренний диаметр статора $D_b=7,02$ м;

Наружный диаметр статора $D_a = 8,13$ м;

Диаметр сопряжения СК и статора турбины $D_4 = 8,53$ м.

Высота точки сопряжения СК и статора от верховой грани НА $h_l=0,44$ м;

Скорость во входном сечении СК [2] $v_{вх} = 7,1$ м/с

Расчет производится в соответствии с методикой приведенной в [2].

Результаты расчета входного и неэллиптических сечений приведены в таблицах 3.8 и 3.9 соответственно.

Таблица 3.8 – Параметры входного сечения турбинной камеры

φ , град	ω , о.е.	$Q_{вх}$, м ³ /с	$F_{вх}$, м ² /с	$\rho_{вх}$, м	$a_{вх}$, м	$R_{вх}$, м
345	0,9583	208,41	29,35	3,06	6,95	10,01

Таблица 3.9 – Параметры неэллиптических сечений

φ , град	$\frac{\varphi}{360}$	$\frac{\varphi}{C}$	$D_4 \cdot \frac{\varphi}{C}$	$[4] - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2$	$\sqrt{[5]}$	x, м	x^2 , м ²	ρ^2 , м ²	ρ , м	a, м	R, м
345	0,95	0,70	6,05	3,896	1,97	2,68	7,19	9,35	3,06	6,95	10,0
330	0,91	0,67	5,78	3,633	1,90	2,58	6,67	8,83	2,97	6,85	9,82
315	0,87	0,64	5,52	3,370	1,83	2,48	6,16	8,32	2,88	6,75	9,63
300	0,83	0,61	5,26	3,107	1,76	2,37	5,66	7,86	2,79	6,64	9,44
285	0,79	0,58	4,99	2,844	1,68	2,27	5,16	7,32	2,71	6,54	9,24
270	0,75	0,55	4,73	2,581	1,60	2,16	4,67	6,83	2,62	6,43	9,04
255	0,70	0,52	4,47	2,318	1,52	2,04	4,18	6,34	2,52	6,31	8,83
240	0,66	0,49	4,20	2,055	1,43	1,92	3,71	5,87	2,42	6,19	8,61
225	0,62	0,46	3,94	1,792	1,33	1,80	3,24	5,39	2,32	6,07	8,39
210	0,58	0,43	3,68	1,529	1,23	1,66	2,78	4,94	2,22	5,93	8,16
195	0,54	0,40	3,41	1,266	1,12	1,52	2,32	4,48	2,12	5,79	7,91
180	0,50	0,37	3,15	1,003	1,00	1,37	1,88	4,03	2,00	5,63	7,64
165	0,45	0,33	2,89	0,740	0,86	1,19	1,43	3,59	1,89	5,46	7,35
150	0,41	0,30	2,63	0,477	0,69	0,99	0,99	3,15	1,77	5,26	7,03
135	0,37	0,27	2,36	0,214	0,46	0,74	0,54	2,70	1,64	5,00	6,64

По зависимости $R = f(\varphi)$ строится график (рис.3.2), при помощи которого определяются радиусы для эллиптических сечений (табл.3.10). По рассчитанным значениям выполнен чертеж спиральной камеры (приложение Б, рисунок Б.2).

Таблица 3.10 – Параметры эллиптических сечений

φ , град	ρ_1 , м	R, м	ρ_2 , м
135	2,56	6,65	1,17
120		6,20	0,90
105		5,75	0,62
90		5,20	0,29
75		4,50	-0,14
60		3,80	-0,57
45		3,00	-1,06

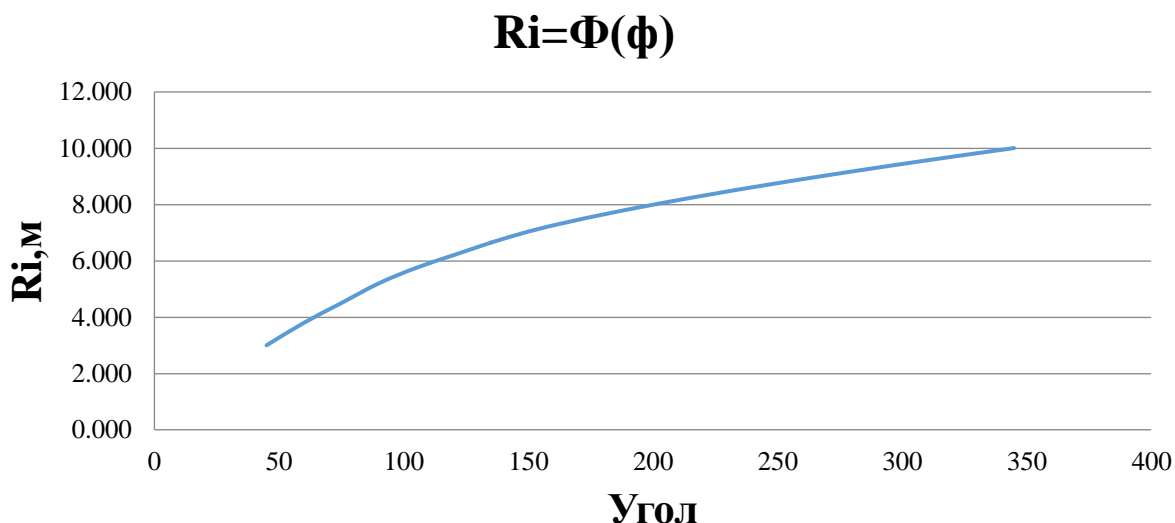


Рисунок 3.2 – Изменение наружного радиуса СК

3.3 Выбор типа серийного гидрогенератора

Для определения типа гидрогенератора необходимо рассчитать следующие параметры.

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{ном} = \frac{N_a}{\cos\varphi} = \frac{115}{0,85} = 141 \text{ МВА}, \quad (3.17)$$

где $\cos\varphi$ принимаем 0,85.

Число полюсов:

$$P = \frac{6000}{n_c} = \frac{6000}{125} = 48 \quad (3.18)$$

По каталогу ОАО «Силловые машины» выбираем гидрогенератор СВ-1130/140-48УХЛ4. Параметры данного генератора представлены в таблице 3.11.

Таблица 3.11 – Параметры генератора СВ-1130/140-48УХЛ4

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Тип гидрогенератора	СВ-1130/140-48УХЛ4		
Номинальная полная мощность	$S_{ном}$	МВА	141,17
Номинальная активная мощность	$P_{ном}$	МВт	12057
Коэффициент мощности	$\cos \varphi$	о.е.	0,85
Номинальное напряжение	$U_{ном}$	кВ	13,8
Номинальный ток	$I_{ном}$	кА	5,899
Номинальная частота вращения	$n_{ном}$	об/мин	125
Сопротивление обмотки статора	x_d	о.е.	1,084
Переходное сопротивление	x'_d	о.е.	0,332
Сверхпереходное сопротивление	x''_d	о.е.	0,205
Система возбуждения	терристорная	-	-
Исполнение	зонтичное	-	-
Масса ротора	m_p	т	343
Масса общая	$m_{общ}$	т	625
Диаметр статора	$D_{ст}$	мм	11260
Диаметр ротора	D_p	мм	9420

Основные размеры генератора были назначены исходя из приближенных зависимостей (табл. 3.12).

Таблица 3.12 – Основные размеры генератора

Элемент генератора	Параметр	Зависимость	Значение
Статор	Высота корпуса $h_{ст}$	$(1,7 \div 1,9)l_a$	1,96 м
	Диаметр корпуса $D_{ст}$	$(1,05 + 0,0017n_0)D_i$	11,27 м
	Диаметр активной стали D_a	$D_i + (0,5 \div 0,9)$	9,42 м
Верхняя крестовина	Высота $h_{в.к.}$	$(0,1 \div 0,12)D_i$	0,89 м
	Диаметр лучей $D_{в.к.}$	$D_{ст}$	11,26 м
Подпятник	Высота h_n	$(0,15 \div 0,2)D_i$	1,34 м
	Диаметр кожуха D_n	$(0,4 \div 0,5)D_i$	1,57 м
Надстройка	Высота h_0	$0,3 \div 0,5$	0,40 м
	Диаметр d_0	$(0,2 \div 0,25)D_i$	1,78 м
Кратер	Диаметр $D_{кр}$	$(1,4 \div 1,5)D_i$	12,49 м

3.4 Выбор маслонапорной установки

Маслонапорная установка (МНУ) – обеспечивает подачу масла под давлением в систему регулирования. Маслонасосный агрегат состоит из сливного бака и установленных на нём двух масловинтовых насосов.

МНУ выбирается по методике изложенной в литературе [3].

В результате принимается: МНУ 8/1-40-8-2.

3.5 Выбор электрогидравлического регулятора

Ввиду небольшой мощности гидротурбины отпадает необходимость создания больших усилий на лопатках направляющего аппарата, следовательно, принимаем диаметр золотника 100 мм, который принимается равным диаметру маслопроводов, идущих от золотника к сервомотору.

В качестве регулятора принимаем ЭГР-МП-100-11 [3].

3.6 Расчет вала на прочность

Вал предназначен для передачи крутящего момента от рабочего колеса к ротору гидрогенератора.

Предварительный расчёт наружного диаметра вала:

$$D_B^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{[\tau_{доп}]}\right)^{0,33} \quad (3.19)$$

Причем $[\tau_{доп}] = 30 - 35$ мПА, а крутящий момент определяется:

$$M_{кр} = 0,00974 \cdot \frac{N}{n_{синх}} = 0,00974 \cdot \frac{120000}{125} = 9,35 \text{ кН} \cdot \text{м} \quad (3.20)$$

$$D_B^* = \left(5,1 \cdot \frac{9,35}{[30,0]}\right)^{0,33} = 1,165 \text{ м.}$$

Округляем полученное значение до 1,2 м.

3.7 Выбор геометрических размеров машинного зала

По рекомендациям, исходя из диаметра шахты гидроагрегата, который до построения чертежа ориентировочно принимается равным внутреннему диаметру кромок статора турбины $D_{ш} = 6,75$ м, а также исходя из обеспечения свободных проходов с каждой стороны не менее двух метров, с учётом размещения вспомогательного оборудования ширину машзала принимаем равной 35 метрам.

Ширину монтажной площадки принимаем равной 15 метрам. При такой ширине будет возможно раскладка узлов одного гидроагрегата в зоне работы мостового крана, с учётом, что расстояние между частями будет не менее 1,5 метров.

Определим ширину блока гидроагрегата. Для приплотинных заданий ГЭС длина блока:

$$B_{бл} = 4 \cdot D_1 = 4 \cdot 5,3 \approx 21,2 \text{ м} \quad (3.21)$$

Теперь определим длину машинного зала:

$$L_{\text{мз}} = B_{\text{бл}} \cdot n_{\text{агр}} + B_{\text{м.п.}} = 21,2 \cdot 4 + 15 = 100 \text{ м} \quad (3.22)$$

Высоту и пролёт машинного зала назначаем минимально возможными из условия проноса наиболее крупного монтажного узла. Принимаем $H_{\text{мз}}=24,63$ метров.

В связи с тем, что вес ротора составляет 343 т, а количество агрегатов 4 согласно стандарту РусГидро [5] в машинном зале назначается один мостовой кран грузоподъёмностью 400 тонн.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы ГЭС

Основные требования, предъявляемые к главным схемам ГЭС:

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

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

- Одиночный блок;
- Укрупненный блок;
- Объединенный блок

Тип блока выбирается на основании технико-экономического расчета.

Принимается структурная схема с одиночными блоками, так как Абазинская ГЭС имеет 4 гидроагрегата, структурная схема представлена на рисунке 4.1.

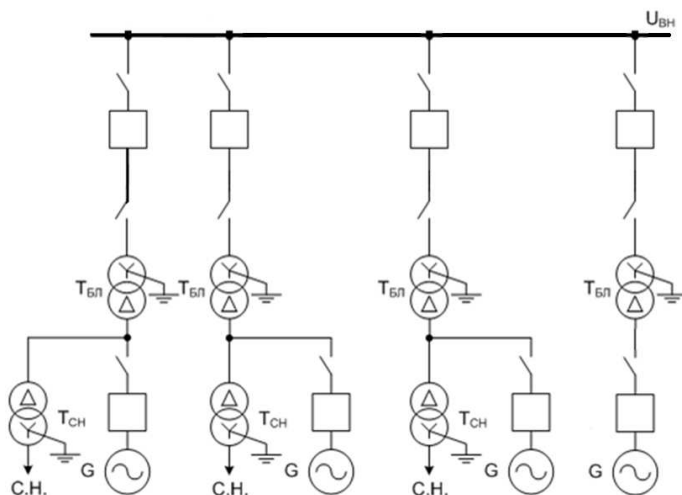


Рисунок 4.1 – Структурная схема электрических соединений Абазинской ГЭС

Для выбора класса напряжения для проектируемых линий была рассмотрена карта расположения подстанций республики Хакасия. Самой близкой подстанцией к зданию проектируемой Абазинской ГЭС является подстанция «Абазинская» 220 кВ. Протяженность линий до выбранной подстанции составляет 15 км.

4.2 Выбор основного оборудования ГЭС

4.2.1 Выбор типа серийного гидрогенератора

По исходным данным выбирается синхронный генератор СВ-1130/140-48УХЛ4 производства ОАО «Силовые машины». Паспортные данные приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Паспорт гидрогенератора

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значения
Тип гидрогенератора	СВ-1130/140-48УХЛ4		
Номинальная полная мощность	$S_{ном}$	МВА	141
Номинальная активная мощность	$P_{ном}$	МВт	120
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$	о.с.	0,85
Номинальное напряжение	$U_{ном}$	кВ	13,8

4.2.2 Выбор блочных трансформаторов ВН для схемы с одиночными блоками

Расчетная мощность трансформатора:

$$S_{расч} = \frac{P_{Г} - P_{сн}}{\cos\varphi} = \frac{120 - 1,2}{0,85} = 139,76 \text{ МВА}, \quad (4.1)$$

где $P_{Г}$ – активная мощность генератора,
 $P_{сн}$ – активная нагрузка собственных нужд, МВт.

По каталогу ООО «Тольяттинский Трансформатор» выбираются трансформатор ТДЦ 200000/220. Каталожные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Данные трансформатора ТДЦ 200000/220

$S_{ном},$ МВт	$U_{н},$ кВ		$U_{к},$ %	$\Delta P_{к},$ кВт	$\Delta P_{хх},$ кВт	$I_{х},$ %
	$U_{вн}$	$U_{нн}$				
200	242	13,8	11	580	200	0,45

Рассчитаем время максимальных потерь τ .

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10^4}\right)^2 \cdot t_{год} = \left(0,124 + \frac{4600}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2988 \frac{\text{ч}}{\text{год}}, \quad (4.2)$$

где T_{max} – число часов использования максимальной нагрузки ;

$t_{\text{год}}$ – число часов в году.

Время работы блока в течении года:

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

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

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

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{xx}} = n_{\text{т}} \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,2 \cdot 8729 = 1746 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.4)$$

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

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{т}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{т ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,58}{1} \cdot \left(\frac{139,76}{200} \right)^2 \cdot 2988 = 847 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.5)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$I_{\text{пот}(1)} = (\Delta W_{\text{xx}} + \Delta W_{\text{н}}) \cdot T_{\text{max}} \cdot \gamma_0, \quad (4.6)$$

где γ_0 – цена за электроэнергию, согласно Федеральной службе по тарифам,
 $\gamma_0 = 0,9$ руб/кВт · ч

$$I_{\text{пот}(1)} = (1746 + 847) \cdot 4600 \cdot 0,9 = 10735 \text{ тыс. руб/год}$$

Для 4 блоков:

$$I_{\text{пот}1}^{220} = 4 \cdot 10735 = 42940 \text{ тыс. руб/год.}$$

4.2.3 Выбор трансформаторов собственных нужд

Доля мощности, потребляемой на собственные нужды станции, составляет (1-2) % от $S_{\text{Г ном}}$:

$$S_{с.н.} = 0,01 \cdot \frac{S_{Г\text{ ном}}}{\cos\varphi_{Г}} = 0,01 \cdot \frac{120}{0,85} = 1412 \text{ кВ} \cdot \text{А} \quad (4.7)$$

Условия, которые должны соблюдаться при выборе трансформатора:

$$S_{Тс.н.} \geq S_{с.н.}$$

По каталогу ОАО «Электрозавод» для первой ступени выбирается трансформатор ТСЗ 4000/35-У1. Каталожные данные приведены в таблице 4.3.1.

Таблица 4.3.1. – Каталожные данные трансформатора ТСЗ–4000/35-У1

S _{НОМ} , МВ·А	U _Н , кВ		U _к , %
	U _{ВН}	U _{НН}	
1	13,8	6	6,5

Для второй ступени трансформации собственных нужд примем трансформатор ТСЗ-400/10. Каталожные данные приведены в таблице 4.3.2.

Таблица 4.3.2. – Каталожные данные трансформатора ТСЗ–400/10

S _{НОМ} , МВ·А	U _Н , кВ		U _к , %
	U _{ВН}	U _{НН}	
0,4	6	0,4	3,5

4.2.4 Выбор количества отходящих воздушных линий

Суммарная мощность, выдаваемая в систему:

$$S_{\Sigma} = \frac{(P_{Г} - P_{с.н.})}{\cos\varphi}, \quad (4.8)$$

$$S_{\Sigma} = \frac{(480 - 4,8)}{0,85} = 559 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 220 кВ:

$$P_{\text{нат.}} = 135 \text{ МВт}; \quad K = 1,2; \quad \cos\varphi_c = 0,85;$$

где $K_{\text{пр}}$ – достаточная пропускная способность;

$$K_{\text{пр}} = 1,2.$$

Число линий 220 кВ:

$$n_{\text{л}} = \frac{S_{\Sigma}}{(K \cdot P_{\text{нат.}} / \cos\varphi_c)} + 1 = \frac{559}{(1,2 \cdot 135 / 0,85)} + 1 = 4 \quad (4.9)$$

Принимается число ВЛ 220 кВ равным $n_{л} = 4$.

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{559}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,489 \text{ кА.} \quad (4.10)$$

Расчетный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_T \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}} = 1,05 \cdot 1,0 \cdot 489 = 513,5 \text{ А,} \quad (4.11)$$

где $\alpha_T = 1,0$ – коэффициент учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии;

$\alpha_i = 1,05$ – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии.

По величине расчетного тока выбран провод АС – 240/32. Допустимый продолжительный ток $I_{\text{доп}} = 0,605$ кА.

Проверка по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{559}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,489 \text{ кА.} \quad (4.12)$$

$I_{\text{доп}} > I_{\text{п.ав}}$, следовательно, выбираемый провод удовлетворяет условию нагрева. Параметры провода приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Параметры провода АС-240/32

Число проводов в фазе	R_0 , Ом/км	X_0 , Ом/км
1	0,118	0,435

4.3 Выбор главной схемы на основании технико-экономического расчёта

Капитальные затраты рассчитываются по формуле (4.13):

$$K = n \cdot K_T + m \cdot K_{T_{\text{с.н.}}} + t \cdot K_{\text{ору}} \quad (4.13)$$

где K_T – стоимость силовых трансформаторов (30000 тыс.руб.);

$K_{T_{\text{с.н.}}}$ – стоимость трансформатора собственных нужд (1468 тыс.руб.);

$K_{\text{ору}}$ – стоимость ячейки ОРУ;

n – число силовых трансформаторов;

m – число трансформатора собственных нужд;

t – число ячеек ОРУ (для схем с 2СШ предусматривается $k+2$):

Стоимость одной ячейки ОРУ с учетом коэффициента инфляции:

$$K_{\text{оры}} = 17957 \text{ тыс.руб.}$$

Капиталовложения для схемы с одиночными блоком по формуле:

$$K_1 = 4 \cdot 30000 + 2 \cdot 1468 + 11 \cdot 17957 = 320463 \text{ тыс. руб.}$$

Капиталовложения для схемы с укрупненными боками по формуле:

$$K_2 = 2 \cdot 50000 + 2 \cdot 1468 + 9 \cdot 17957 = 264549 \text{ тыс. руб.}$$

Наиболее экономичный из вариантов электроустановки требует наименьшего значения полных приведенных затрат:

$$Z_i = E_n \cdot K_i + I_i; \quad (4.14)$$

где E_n – нормальный коэффициент;

Полные приведенные затраты для схемы с одиночным блоком по формуле:

$$Z_1 = 0,15 \cdot 320463 + 23841,1 = 71910,5 \text{ тыс. руб.}$$

Полные приведенные затраты для схемы с укрупненными блоками по формуле:

$$Z_2 = 0,15 \cdot 264549 + 28809,4 = 68491,75 \text{ тыс. руб.}$$

Рассчитаем разницу между вариантами:

$$P = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\%, \quad (4.15)$$

$$P = \frac{71910,5 - 68491,75}{71910,5} \cdot 100\% = 4,75\%$$

Из расчетов видно, что данные варианты отличаются меньше чем на 5% и являются экономически равноценными, окончательно выбираем вариант с одиночными блоками, т.к. по надёжности схема с одиночными блоками является более приемлемой.

Согласно СТО РусГидро [19] – «Главная электрическая схема должна обеспечивать возможность и безопасность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на электрооборудовании РУ. Схема должна быть наглядной и обеспечивать удобство эксплуатации электрооборудования».

4.4 Выбор схемы РУ ВН

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

Согласно СО ЕЭС «Системы принципиальные, электрические РУ 35-750 кВ. Типовые решения» основными требованиями, предъявляемые к схемам РУ заключаются в обеспечении качества функционирования ПС:

- надежность
- экономичность
- наглядность и простота
- возможность и безопасность обслуживания
- выполнение ремонтов и расширения

Обобщенным критерием при выборе схемы РУ при равном обеспечении качества функционирования ПС является минимум затрат на строительство и эксплуатацию РУ и подстанции в целом.

Число присоединений РУ-110 кВ – 8:

- 4 ВЛ 220 кВ;
- 4 блока.

В соответствии со стандартом: «Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ», окончательно применяем схему ОРУ с двумя рабочими системами шин. В общем виде схема предоставлена на рисунке 4.2.

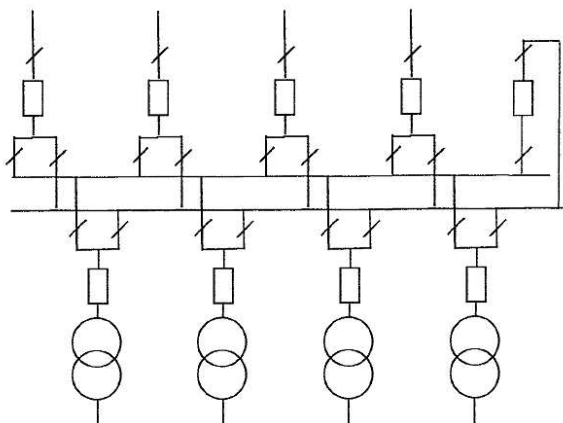


Рисунок 4.2. – Структурная схема РУ-220 кВ

4.5 Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи.

Синхронный генератор:

$$x_{\Gamma} = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,205 \cdot \frac{13,8^2}{141} = 0,277 \text{ Ом.} \quad (4.16)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{\Gamma} = E_*'' \cdot U_{\text{б}} = 1,13 \cdot 13,8 = 15,594 \text{ кВ.} \quad (4.17)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_{\text{T}} = \frac{U_{\text{к\%}} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{11 \cdot 242^2}{100 \cdot 200} = 32,21 \text{ Ом.} \quad (4.18)$$

Система:

$$x_{\text{С}} = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{кз}}} = \frac{220^2}{150} = 322,667 \text{ Ом.} \quad (4.19)$$

Линии связи с энергосистемой:

$$x_{\text{Л}} = x_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,435 \cdot 15 = 6,53 \text{ Ом.} \quad (4.20)$$

Коэффициент трансформации:

$$k_{\text{T}} = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{13,8}{242} = 0,057. \quad (4.21)$$

Определим активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи.

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{*\Gamma}}{T_{\text{а,}\Gamma} \cdot \omega} = \frac{0,47}{0,045 \cdot 314} = 0,033 \text{ Ом;} \quad (4.22)$$

$$r_{\text{С}} = \frac{x_{\text{С}}}{T_{\text{а,С}} \cdot \omega} = \frac{322,667}{0,035 \cdot 314} = 29,36 \text{ Ом;} \quad (4.23)$$

$$r_{\text{Л}} = r_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,121 \cdot 15 = 1,815 \text{ Ом;} \quad (4.24)$$

$$r_{\text{T}} = \frac{\Delta P_{\text{к}} \cdot U_{\text{б}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = \frac{0,580 \cdot 220^2}{200^2} = 0,78 \text{ Ом;} \quad (4.25)$$

4.5.1 Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в РУ ВН в программном комплексе «RASTRWIN 3»

На рисунках 4.3, 4.4, 4.5 представлены исходные данные из таблиц программы «RastrWin3», необходимые для расчета.

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном	G_ш	B_ш	g0	b0
1	<input type="checkbox"/>			у	1	Г1		14				
2	<input type="checkbox"/>			у	2	Г2		14				
3	<input type="checkbox"/>			у	3	Г3		14				
4	<input type="checkbox"/>			у	4	Г4		14				
5	<input type="checkbox"/>			у	5	Блок-1		14				
6	<input type="checkbox"/>			у	6	Блок-2		14				
7	<input type="checkbox"/>			у	7	Блок-3		14				
8	<input type="checkbox"/>			у	8	Блок-4		14				
9	<input type="checkbox"/>			у	9	КРУЭ		220				
10	<input type="checkbox"/>			у	10	Система		220				

Рисунок 4.3 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	БД_...	N_анц	Кт/г	r0	x0
1	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	1	5		Г1 - Блок-1									
2	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	2	6		Г2 - Блок-2									
3	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	3	7		Г3 - Блок-3									
4	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	4	8		Г4 - Блок-4									
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	5	9		Блок-1 - КРУЭ	0,78	32,21					0,057		
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	6	9		Блок-2 - КРУЭ	0,78	32,21					0,057		
7	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	7	9		Блок-3 - КРУЭ	0,78	32,21					0,057		
8	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	8	9		Блок-4 - КРУЭ	0,78	32,21					0,057		
9	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	9	10		КРУЭ - Система	1,82	6,53							

Рисунок 4.4 – Исходные данные по ветвям

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	g0	X0	E	Uном	ур.Е	ур.Uном	I1	d1	I2	d2	I0	d0	Ia	da	Ib	db	Ic
1			1	Г1	1	0,033	0,280	0,033	0,280	0,033	0,280	15,594				0,277	-88,567					0,277	-88,567	-0,277	-28,567	0,277
2			2	Г2	2	0,033	0,280	0,033	0,280	0,033	0,280	15,594				0,277	-88,567					0,277	-88,567	-0,277	-28,567	0,277
3			3	Г3	3	0,033	0,280	0,033	0,280	0,033	0,280	15,594				0,277	-88,567					0,277	-88,567	-0,277	-28,567	0,277
4			4	Г4	4	0,033	0,280	0,033	0,280	0,033	0,280	15,594				0,277	-88,567					0,277	-88,567	-0,277	-28,567	0,277
5			5	Система	10	29,360	322,667	29,360	322,667	29,360	322,667	220,000				0,384	-84,590					0,384	-84,590	-0,384	-24,590	0,384

Рисунок 4.5– Исходные данные по генераторам

4.5.2 Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания на генераторном напряжении в программном комплексе «RASTRWIN 3»

Результаты расчета представлены на рисунках 4.6, 4.7, 4.8 и сведены в таблицу 4.5.

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1	r1
1	1		3ф	9					19,8232	-88,49	

Рисунок 4.6 – Результаты расчета токов трёхфазного КЗ

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1	r1	x1	I 2	dI 2	r2	x2	I 0	dI 0
1	1		1ф	9					9,8690	-88,47			9,8690	-88,47			9,8690	-88,47

Рисунок 4.7 – Результаты расчета токов однофазного КЗ

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1	r1
1	1		3ф	1					32,1470	-83,31	

Рисунок 4.8 – Результаты расчета токов трёхфазного КЗ

Таблица 4.5 – Место КЗ и результаты расчёта в точках

Тип КЗ	П1	$I_{п.0}$	i_y
1ф	9	29,6	41,9
3ф	9	19,8	28,0
3ф	1	32,2	50,1

4.6 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима

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

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

$$I_{Г,раб\ max} = 1,05 \cdot I_{Г,НОМ} = 1,05 \cdot \frac{S_{Г,НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Г,НОМ}}, \quad (4.26)$$

$$I_{Г,раб\ max} = 1,05 \cdot 3,56 = 5,02 \text{ кА.}$$

Расчётный ток в присоединении трансформатора:

$$I_{рас\ max} = 1,05 \cdot \frac{S_{Г,НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Г,НОМ} \cdot K_T}, \quad (4.27)$$

$$I_{рас\ max} = 1,05 \cdot \frac{120}{\sqrt{3} \cdot 13,8 \cdot \frac{242}{13,8}} = 0,3 \text{ кА.}$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 220кВ:

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}}) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (4.28)$$

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{480}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,32 \text{ кА.}$$

Расчётный ток утяжелённого режима определяется при отключении одной из линии связи:

$$I_{\text{раб.утж}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (4.29)$$

$$I_{\text{раб.утж}} = \frac{480}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,43 \text{ кА.}$$

4.7 Выбор электротехнического оборудования ОРУ 220 кВ

Используя каталог производителя ЗАО «Энергомаш» и ЗАО «ЗЭТО» выбран элегазовый баковый выключатель ВЭБ-220 и разъединитель РГ-220/1000 УХЛ1.

Таблица 4.6 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВЭБ-220	Разъединитель РГ-220/1000 УХЛ1
$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб мах}} = 317,7 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} = 5,02 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 50 \text{ кА}$	–
$i_y = 9,5 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 80 \text{ кА}$
	$I_{\text{НОМ.откл}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 31,5 \text{ кА}$
$V_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 9^2 \cdot (0,03 + 0,01) =$ $= 3,24 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{\text{к.ном}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{\text{к.ном}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} =$ $= 80^2 \cdot 3 = 19200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 4.7 – Приборы, устанавливаемые в цепи высшего напряжения 220 кВ на отходящих линиях

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

Выключатель ВЭБ-220 укомплектован трансформатором тока ТОГФ-220-УХЛ1. Производитель ЗАО «ЗЭТО». Проверка трансформатора тока ТОГФ-220-УХЛ1 представлена в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Проверка трансформатора тока

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб max}} = 372,2 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОГ-220. Производитель ЗАО «ЗЭТО». Параметры трансформатора напряжения ЗНОГ-220 представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Выбор трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$

Согласно ПУЭ, трансформаторы защищаются ограничителями перенапряжений. Выбран ОПН-П-220 УХЛ1 фирмы ЗАО «ЗЭТО».

4.8 Выбор электротехнического оборудования генераторного напряжения

Используя каталог производителя ОАО ВО «Электроаппарат» для генераторного напряжения выбираем элегазовый выключатель ВГГ–10 и разъединитель РВРЗ–10/4000 УЗ. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 –Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГГ-13,8	Разъединитель РВРЗ-13,8/4000 УЗ
$U_{\text{сети ном}} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 13,8 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб}} = 5021 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 6000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 6000 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} = 32,2 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 63 \text{ кА}$	$i_{\text{эл.ст}} = 125 \text{ кА}$
$i_y = 50,1 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 161 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 50 \text{ кА}$
	$I_{\text{ном.откл}} = 63 \text{ кА}$	$t_{\text{откл}} = 3 \text{ с.}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 32,2^2 \cdot (0,08 + 0,01) =$ $= 93,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$ $= 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$ $= 160^2 \cdot 3 = 46875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

4.9 Выбор резервного источника питания (ДГУ)

По условию полного резервирования СН Абазинской ГЭС мощностью ДГУ в случае отказа других источников питания, принимаем к установке два дизельных энергокомплекса ADMi-1200 Mitsubishi Суммарной максимальной мощностью 2,4 МВА. Производитель ООО «Завод ПСМ» Россия.

5 Устройства РЗА

Силовое электрооборудование электростанций, подстанций и электрических сетей необходимо защищать от коротких замыканий и нарушений нормальных режимов устройствами релейной защиты, автоматическими выключателями или предохранителями. Также оборудование необходимо оснащать устройствами автоматики, в том числе устройствами противоаварийной автоматики и устройствами регулирования.

Ниже рассмотрены защиты основных элементов ГЭС: генераторов, трансформаторов и ЛЭП.

5.1 Расчет номинальных токов

На генераторном напряжении:

$$I_{\text{НГ}}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{141000}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 5899 \text{ А} \quad (5.1)$$

Номинальный ток генераторного напряжения приведенный к низшей стороны трансформатора тока:

$$I_{\text{НГ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НГ}}^{(1)} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{5899 \cdot 1}{6000/5} = 4,92 \text{ А} \quad (5.2)$$

Для схемы самовозбуждения:

$$S_{\text{НОМ,ТВ}} = \frac{I_{\text{НОМ,РОТ}}}{1,2255} \cdot U_{\text{НОМ,РОТ}} = \frac{1546}{1,2255} \cdot 217 = 274 \text{ кВА} \quad (5.3)$$

Номинальный ток высшего напряжения на трансформаторе возбуждения:

$$I_{\text{ВН ТЕ}}^1 = \frac{280}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 11,7 \text{ А} \quad (5.4)$$

5.2 Перечень защит основного оборудования

Генератор СВ-1130/140-48УХЛ4
Силовой трансформатор ТДЦ 200000/220/13,8
Линии электропередачи 220 кВ

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

На главном гидрогенераторе СВ-1130/140-48УХЛ4:

- Продольная дифференциальная защита генератора от многофазных коротких замыканий в обмотках статора генератора и на его выводах;
 - Защита от замыканий на землю (100%) обмотки статора генератора;
 - Защита от замыканий на землю обмотки ротора генератора;
 - Защита от повышения напряжения;
 - Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;
 - Защита от симметричных перегрузок статора;
 - Дистанционная защита от внешних коротких замыканий;
 - Защита от асинхронного режима без потери возбуждения генератора;
 - Защита от асинхронного режима при потере возбуждения генератора;
 - Защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
 - Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора;
- На силовом трансформаторе блока ТДЦ 200000/220/13,8:
- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
 - Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности);
 - Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 220 кВ;
 - Резервная максимальная токовая защита;
 - Защита от замыканий на землю на стороне 13,8 кВ трансформатора блока;
 - Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
 - Реле тока охлаждения трансформатора блока;
 - Защита от повышения температуры масла в баке трансформатора;
 - Защита от потери охлаждения
- На трансформаторе СН ГЭС:
- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий
 - Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению
 - Защита от перегрузки
 - Реле тока охлаждения
- На линиях электропередачи 220 кВ:
- Основные защиты:
- дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.

Резервные защиты:

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

5.3 Описание защит и расчет их уставок

5.3.1 Продольная дифференциальная защита генератора (ΔG)

Параметры гидрогенератора представлены в таблице 5.1, параметры силового трансформатора представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.1 – Параметры гидрогенератора

Тип		СВ-1130/140-48УХЛ4
Мощность номинальная	полная	141 МВА
	активная	120 МВт
Номинальное напряжение		13,8 кВ
Коэффициент мощности $\cos\varphi$		0,85
Частота вращения		125 об/мин
Номинальный ток статора		5899 А
Ток ротора при номинальной нагрузке		1546 А
Индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е)	синхронное X_d	1,084
	переходное $X'd$	0,332
	сверхпереходное $X''d$	0,205
Емкость обмотки статора		0,82 мкФ/фазу

Таблица 5.2 – Параметры силового трансформатора

Тип	ТДЦ – 200000/220/13,8
Мощность номинальная	200 МВА
Номинальное напряжение	242 кВ
Напряжение короткого замыкания	$U_k = 11$

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ($I_{CP} < 0,2 \cdot I_N$) защитой от междуфазных коротких замыканий в обмотке генератора и на его выводах.

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

Номинальный ток генератора: $I_{НОМ} = 5899$ А.

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

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

$$I_{НБ(Н)} = K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_H = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_H, \quad (5.5)$$

где $K_{ОДН} = 0,5$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока;
 $f_i = 0,1$ - относительная погрешность трансформаторов тока.

Уставка выбирается из условия:

$$I_{CP.0} \geq K_H \cdot I_{НБ(Н)} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_H = 0,1 \cdot I_H, \quad (5.6)$$

где $K_H = 2$ - коэффициент надежности.

$$I_{CP.0} = (0,15 - 0,2) \cdot I_H$$

Принимаем уставку: $I_{CP.0} = 0,15 \cdot I_H = 884,85 \text{ А}$.

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{НБ(КЗ)} = K_{АП} \cdot f_i \cdot K_{ОДН} \cdot I_{МАКС}, \quad (5.7)$$

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

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

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

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

$$I_{МАКС} = \frac{E_r''}{x_d''} \cdot I_H; \quad (5.8)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса равен по (5.7):

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,13}{0,205} \cdot 5899 = 3251,64 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_H}{I_T}, \quad \text{где } I_T = I_{\text{МАКС}} \quad (5.9)$$

$$K_T > \frac{3251,64 \cdot 2}{32516,43}$$

$$K_T > 0,2,$$

где $K_H = 2$ – коэффициент надежности;

I_T - ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора.

Принимаем уставку $K_T = 0,3$.

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

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.10)$$

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

$$B \geq \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.11)$$

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

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

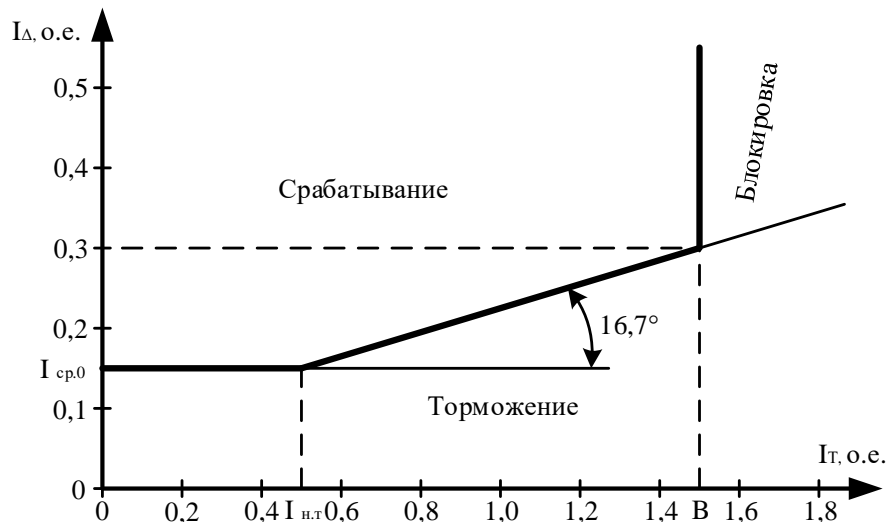


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

5.3.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (U_N (U_0))

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

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

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

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

$C_{Г}$ – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;

$C_{Т}$ – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;

$C_{Ш}$ – емкость шинпровода по отношению к земле;

C – емкость генераторного выключателя со стороны трансформатора;

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_{\Gamma} + C_{T} + C_{Ш} + C_{ВГ} = 0,82 + 0,00733 + 0,08 + 0,35 = \\ = 1,26 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}, \quad (5.12)$$

Суммарный емкостной ток сети 13,8 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{л} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 9,5 \text{ А.} \quad (5.13)$$

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

$$U_{0 \text{ Эл.ст.}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}}, \quad (5.14)$$

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

$C_T(\mu_0)$ – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора, $C_T(\mu_0) = 0,012 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$;

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,57 \text{ кВ,} \quad (5.15)$$

Тогда напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканий на стороне 220 кВ:

$$U_{0 \text{ Эл.ст.}} = 0,5 \cdot 46570 \cdot \frac{0,012}{0,012 + 1,26} = 218,8 \text{ В.}$$

Расчетное значение $U_{0 \text{ Эл.ст.}} = 218,8 \text{ В}$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \cdot \frac{1}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ Эл.ст.}}, \quad (5.16)$$

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{1 \cdot 218,8}{\frac{13,8}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}},$$

$$U_{\text{СР}} \geq 1,45 \text{ В,}$$

где $K_H = 1,5$ – коэффициент надежности;
 $n_{ТН}$ – коэффициент трансформации ТН;
 $K_B = 0,95$ – коэффициент возврата.
 U_0 имеет уставку срабатывания по напряжению нулевой последовательности, регулируемую в диапазоне от 5 до 20 В.

Принимаем следующие уставки: U_{01G} с уставкой 5 В с выдержкой времени 9,0с действует на сигнал; U_{02G} с уставкой 15 В и выдержкой времени 0,5 с, которая действует на разгрузку агрегата; U_{0G} с уставкой 15 В и выдержкой времени 0,5 с с действием на отключение выключателя генератора, гашение полей гидрогенератора и выключателя, останов турбины и сброс аварийно-ремонтных затворов.

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

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

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

$$X = \frac{1}{K_T + 2}. \quad (5.17)$$

При $K_T = 1,2$ орган U_{03} работает селективно и защищает 30,3 % обмотки статора со стороны нейтрали.

Защита с выдержкой времени 500 мс действует на отключение выключателя генератора, гашение полей и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

5.3.3 Защита от повышения напряжения ($U_{1>}$), ($U_{2>}$)

Защита от повышения напряжения имеет две ступени

Уставка защиты $U_{2>}$ выбирается:

$$U_{ср2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{ТН}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В}. \quad (5.18)$$

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:

$$U_{\text{ср1}} = \frac{1,2 \cdot U_{\text{Н}}}{n_{\text{ТН}}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.19)$$

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

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

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

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

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

$$I_{*2} = I_2/I_{\text{Н}}, \quad (5.20)$$

где I_2 – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора, $I_{\text{Н}}$ – номинальный ток генератора в первичной цепи.

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

$$t_{\text{доп}} = A/I_{*2}^2, \quad (5.21)$$

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

Защита следующие органы органов:

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

Принимаем уставку сигнального органа: $I_{*2\text{СИГН}} = (0,05 - 0,07)$;

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

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

Тогда:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18. \quad (5.22)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15, \quad (5.23)$$

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

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_H. \quad (5.24)$$

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{20}{0,15^2} \approx 880 \text{ с}$$

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

$$t_{\text{СР}} = \frac{20}{(I_{*2})^2}, \quad (5.25)$$

$$A_{\text{ИО}} = 20 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{СР}}.$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

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

Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2) представлена на рисунке 5.2.

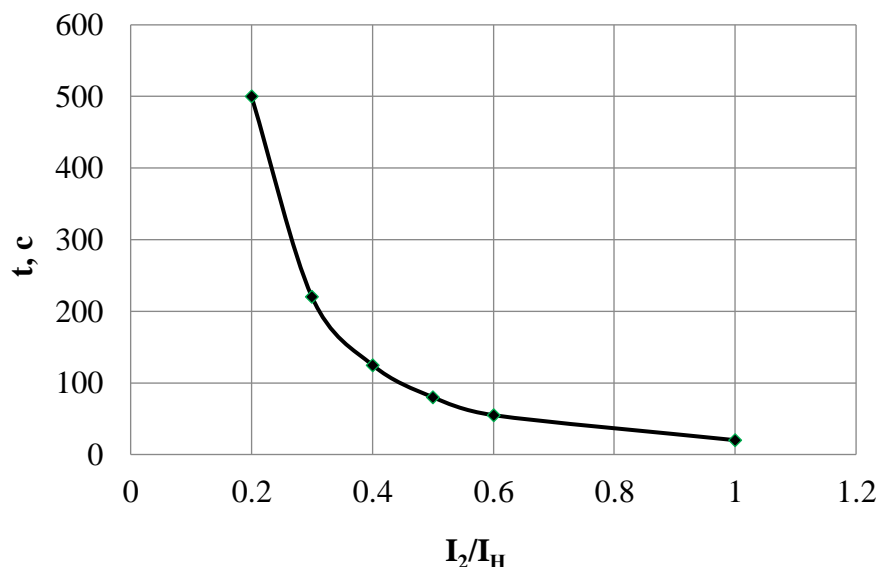


Рисунок 5.2 – Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем: $t_{\text{мин.}} = 20 \text{ с}$, $t_{\text{макс.}} = 600 \text{ с}$.

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

4. Орган токовой отсечки ($I_{2\text{отс}}$) срабатывает с независимой выдержкой времени при увеличении тока I_2 выше уставки срабатывания органа и является защитой от внешних несимметричных коротких замыканий.

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

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

По второму условию: по условию обеспечения чувствительности при двухфазных коротких замыканиях на шинах ВН блока:

$$x_{dВН}'' = x_d'' \cdot \left(\frac{U_{ВН}}{U_{НН}}\right)^2 = 0,205 \cdot \left(\frac{242}{13,8}\right)^2 = 63,$$

где $x_{dВН}''$ - сверхпереходное сопротивление генератора, приведенное к высшей стороне напряжения;

$$x_{2ВН} = x_2 \cdot \left(\frac{U_{ВН}}{U_{НН}}\right)^2 = 0,22 \cdot \left(\frac{242}{13,8}\right)^2 = 67,6,$$

где $x_{2ВН}$ - сопротивление обратной последовательности генератора, приведенная к высшей стороне.

При двухфазном коротком замыкании в конце ВЛ 220 кВ:

$$I_{2С.3.*} = \frac{1}{1,1 \cdot (x_{dВН}'' + x_{2ВН} + 2 \cdot x_T)} = \frac{1}{1,1 \cdot (63 + 67,6 + 2 \cdot 0,115)} = 0,007 \text{ о. е.}, \quad (5.26)$$

где x_T - сопротивление трансформатора в относительных единицах.

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2С.3.*}^{(2)} = 2I_{2С.3.*} \cdot k_{Т1} = 2 \cdot 0,007 \cdot \left(\frac{242}{13,8}\right) = 0,25 \text{ о. е.} \quad (5.27)$$

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

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

5.3.5 Защита от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

Уставка сигнального органа:

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

где $K_H = 1,05$ – коэффициент надежности;
 $K_B = 0,98$ – коэффициент возврата.
Выдержка времени $t = 0,9$ с.

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

Уставка пускового органа:

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

Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

Кратность перегрузки I/I_H	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки (с)	3600	900	360	300	240	120	60	1

Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1) представлена на рисунке 5.3.

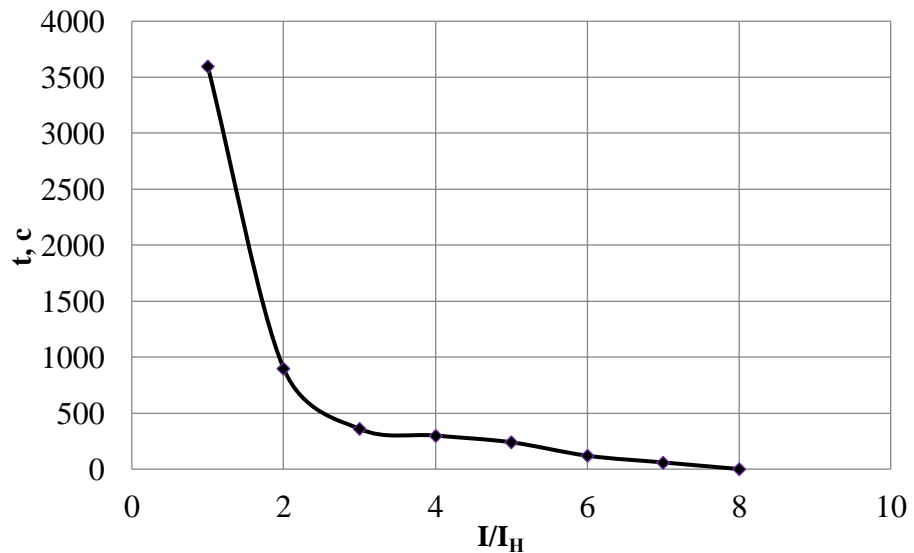


Рисунок 5.3 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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.

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{10TC} = \frac{1,4 \cdot I_{НОМ}}{0,98} = 1,429 \cdot I_{НОМ}, \quad (5.30)$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению $U_T <$

Напряжение срабатывания принято равным:

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot 138,0} = 66,02 \text{ В}. \quad (5.31)$$

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

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

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

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

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

Согласование производится для условий работы на шинах 220 кВ Абазинской ГЭС одного блока. Z_1 , приведенное к напряжению 220 кВ, может быть принято:

по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 220 кВ Абазинская ГЭС – Абаза:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 33,6 + \frac{0,8}{4} \cdot 0,45 = 27 \text{ Ом}, \quad (5.32)$$

где K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

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

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,115 \cdot \frac{141}{200} + \frac{0,8}{4} \cdot \frac{141}{121^2} \cdot 0,45 = 0,07,$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,07 \cdot 1,35 = 0,09 \text{ Ом}, \quad (5.33)$$

где $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НГ}} = \frac{13,8^2}{141} = 1,35$.

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{1сз} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,09 \cdot \frac{\frac{6000}{5}}{\frac{13,8}{0,1}} = 0,78 \text{ Ом}. \quad (5.34)$$

Принимаем уставку $Z_1 = 0,8 \text{ Ом}$.

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

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ}}} = \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 5899} = 1,35 \text{ Ом}, \quad (5.35)$$

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

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

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.Х.}}} - 0,95}{x_d} = \frac{\frac{2 \cdot 1546}{814} - 0,95}{1,084} = 2,63, \quad (5.36)$$

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

x_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.}, \quad (5.37)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2,5} = 0,36, \quad (5.38)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = 69^{\circ}$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{CЗII} = \frac{Z_{НАГР.Ф}}{K_H} = \frac{0,38}{1,1} = 0,35 \text{ о. е.}, \quad (5.39)$$

$$Z_{CЗII} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_B = 0,35 \cdot \frac{13,8^2}{141} = 0,47 \text{ Ом.} \quad (5.40)$$

Значение уставки реле составит:

$$Z_{CЗII} = \frac{Z_{C.З.II} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,47 \cdot 6000/5}{13800/100} = 4,1 \text{ Ом}, \quad (5.41)$$

Принимаем уставку $Z_2 = 4,1 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{CM1} = 0,12 \text{ Ом}$, $Z_{CM2} = 0,6 \text{ Ом}$.

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

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

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.4.

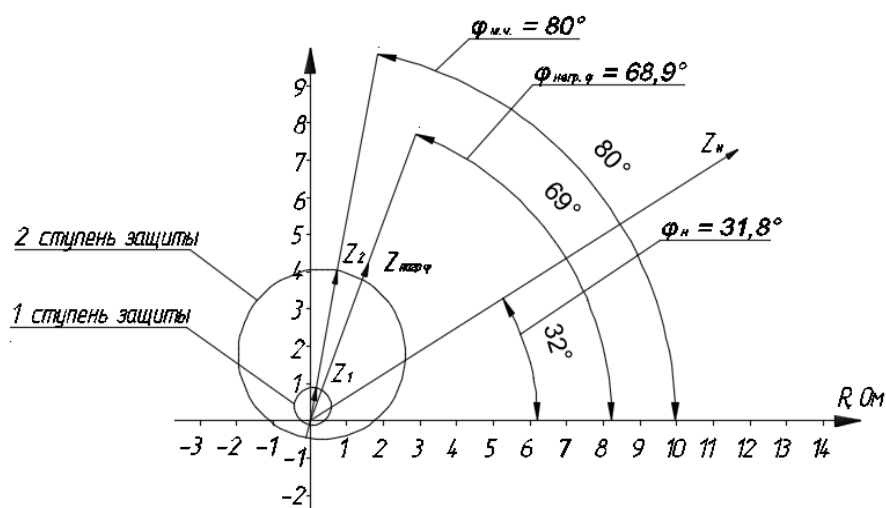


Рисунок 5.4 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.3.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.42)$$

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,2 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.43)$$

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

Таблица 5.5 – Перегрузочная способность обмотки ротора

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

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

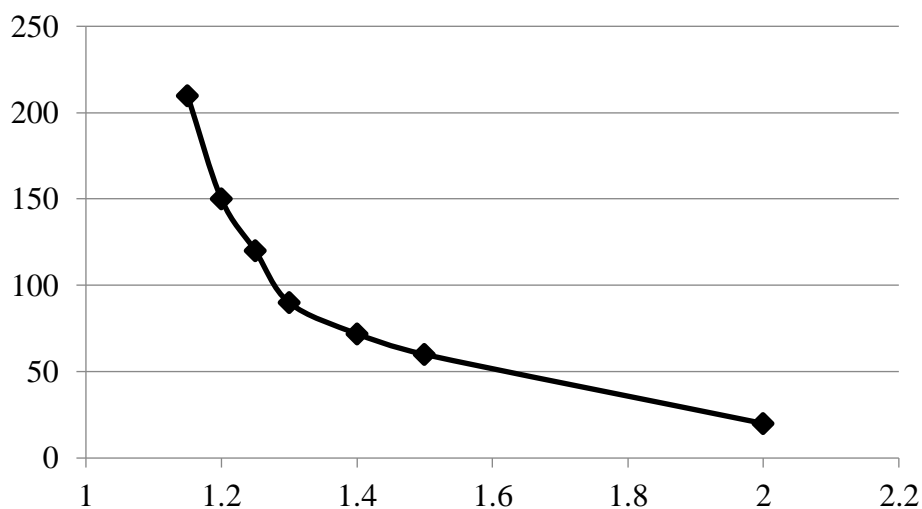


Рисунок 5.5 – Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{2,2 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,24 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} \quad (5.44)$$

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

5.4 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Исходя из расчета уставок, для защиты блока генератор-трансформатор было выбрано комплексное интеллектуальное устройство управления генератором, предназначенное для защиты, управления, измерения и контроля генераторов малой и средней величины ШЭ1113 производства ООО НПП «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.

5.5 Таблица уставок и матрица отключений защит

5.5.1 Уставки защит

Таблица 5.6 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, I_{CPO}	$0,15 \cdot I_H$	0,74А	
		Коэффициент торможения, K_T	0,3	-	
		Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,5 \cdot I_H$	2,46 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	7,38 А	
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	-	5 В
		t_2	U_{02G}	-	10 В
		t_3	U_{0G}	-	15 В
	U_{03}	Коэффициент торможения, K_T	1,2	-	
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	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,34А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,74А
		ОТС I	$I_{2СЗ.}$	$0,28 \cdot I_H$	1,38 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	5,26 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	5,41А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,224 \cdot I_H$	6,02 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,9	0,07 Ом
		2 ступень	Z_{II}	4,1	0,35 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_{P СИГН.}$	$1,07 \cdot I_{НОМ.P}$	4,48 А
		ПО	$I_{P ПУСК.}$	$1,1 \cdot I_{НОМ.P}$	4,6 А
		Отсечка	$I_{P ПУСК.}$	$2,19 \cdot I_{НОМ.P}$	9,1 А

5.5.2 Матрица отключений

Таблица 5.7 – Матрица отключений защит

Защиты		Действие						
Наименование защит	Обозначение защит	Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-220 и В-ТСН	Разгрузка по мощности	Предупредительный сигнал
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	+	+	+	+			
ЗЗГ	U_0	t_1						+
		t_2					+	
		t_3	+	+	+			
	U_0	t	+	+	+			
ЗПН	$U >$	1 ступень t_1	+	+				
		2 ступень t_2	+	+				
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО						+
		ИО		+	+			
		ОТС I	t_1				+	
			t_2	+	+			
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО						+
		ИО		+	+			
		ОТС	t_1				+	
			t_2	+	+			
ДЗ	$Z <$	1 ступень	t_1				+	
			t_2	+	+	+		
		2 ступень	t_1				+	
			t_2	+	+			
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО						+
		ИО		+	+			
		Отсечка		+	+			

6 Компонровка и сооружения гидроузла

6.1 Состав и компоновка гидроузла

В состав сооружения входят:

- глухая правобережная плотина;
- донные водосбросы;
- водосливная плотина;
- русловое здание ГЭС;
- глухая левобережная плотина;

6.2 Гидравлический расчет бетонной водосливной плотины

6.2.1 Определение класса гидротехнического сооружения

Согласно Постановлению Правительства РФ от 2 ноября 2013г. № 986 [1]

1. Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их высоты и типа грунтов основания:

Плотины на скальном основании высотой от 60-100м имеет II класс сооружений.

2. Класс гидротехнических сооружений в зависимости от их назначения и условий эксплуатации.

Гидротехнические сооружения гидравлических, гидроаккумулирующих, приливных и тепловых электростанций установленной мощностью МВт от 300-1000 МВт принимается класс II. (Установленная мощность ГЭС составляет 480 МВт).

3. Класс гидротехнических сооружений в зависимости от последствий возможных гидродинамических аварий.

По числу постоянно проживающих людей в г. Абаза, расположенного в 10 км ниже от створа, с численностью населения на 2018г. 15335 чел., которые могут пострадать от аварии гидротехнического сооружения составляет более 3000 чел., назначается I класс сооружения.

С учетом исходных данных назначается I класс. Коэффициент надёжности по ответственности для сооружений I класса [1]: $\gamma_n = 1,25$

6.2.2 Определение отметки гребня плотины

Отметку гребня глухой бетонной плотины вычисляем по формуле:

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

где h_s - превышение гребня плотины над расчётным уровнем в ВБ, создаваемое для учёта волнового воздействия:

$$h_s = h_{1\%} + \Delta h_{set} + a, \quad (6.2)$$

где Δh_{set} - высота ветрового нагона;

a - конструктивный запас, принимаемый не менее 0,8 м;

$h_{1\%}$ - высота волны 1% обеспеченности.

Высота ветрового нагона определяется по формуле:

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

где α_w - угол между продольной осью водоёма и направлением ветра,

$\alpha_w = 0^\circ$;

V_w - расчетная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды, м/с;

L - длина разгона волны, $L = 1,23$ км;

K_w - коэффициент, принимаемый по таблице 6.1;

d - условная расчетная глубина воды в водохранилище;

g - ускорение свободного падения.

Таблица 6.1-Коэффициенты расчётной скорости ветра

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

Для скорости ветра $V_w = 20$ м/с принимаем $K_w = 2,1 \cdot 10^{-6}$ (таблица 6.1).

Средняя высота водохранилища:

$$d = \frac{V_{НПУ} - V_{ДНА}}{2} = \frac{540 - 465}{2} = 37,5 \text{ м}. \quad (6.4)$$

Высота волнового разгона по формуле (6.3):

$$\Delta h_{set} = \frac{2,1 \cdot 10^{-6} \cdot 20^2 \cdot 1230}{9,81 \cdot 37,5} = 0,002808 \text{ м}.$$

Определяют высоту волны 1 % обеспеченности для основного случая для этого:

1) Вычисляют безразмерные комплексы $\frac{g \cdot L}{V_w^2}$ и $\frac{g \cdot t}{V_w}$, где t - период развития волн на водохранилище ($t = 6 \text{ ч} = 21600 \text{ с}$).

$$\frac{g \cdot L}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 1230}{20^2} = 30,17; \quad (6.5)$$

$$\frac{g \cdot t}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{20} = 10\,594,8; \quad (6.6)$$

2) Из графика [31, Приложение 1, рисунок 1] по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны с глубиной $d > 0,5\bar{\lambda}_d$, где дно не влияет на основные характеристики волн) по значениям $\frac{g \cdot L}{V_w^2}$ и $\frac{g \cdot t}{V_w}$ определяют параметры $\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$ и $\frac{g \cdot T}{V_w}$. Необходимые величины сведены в таблицу 6.2.

Таблица 6.2-Безразмерные комплексы

$\frac{g \cdot L}{V_w^2}$		$\frac{g \cdot t}{V_w}$	
$\frac{g \cdot T}{V_w}$	$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$	$\frac{g \cdot T}{V_w}$	$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$
1,13	0,012	4,1	0,081

Для определения периода волны T и средней высоты волны \bar{h} используются наименьшие значения из таблицы 6.2:

$$\frac{g \cdot T}{V_w} = 1,13 \Rightarrow T = \frac{1,13 \cdot V_w}{g} = \frac{1,13 \cdot 20}{9,81} = 2,3 \text{ с}; \quad (6.7)$$

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,012 \Rightarrow \bar{h} = \frac{0,012 \cdot V_w^2}{g} = \frac{0,012 \cdot 20^2}{9,81} = 0,49 \text{ м}. \quad (6.8)$$

3) Вычисляют среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda} = \frac{g \cdot T^2}{2 \cdot \pi} = \frac{9,81 \cdot 2,3^2}{2 \cdot 3,14} = 8,26 \text{ м}. \quad (6.9)$$

4) Выполняется проверка на глубоководность, удовлетворяющую следующему условию:

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

$75 > 4,13$, т.е. условие выполнено.

Высота волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot k_i = 0,49 \cdot 2,1 = 1,03 \text{ м}, \quad (6.11)$$

где k_i - принимается из [22, прил.1 рисунок 2].

Определим высоту волн по формуле (6.2):

$$h_s = 1,03 + 0,0028 + 0,8 = 1,83 \text{ м.}$$

Отметка гребня бетонной плотины по формуле (6.1):

$$\nabla_{\text{ГБП}} = 540 + 1,83 = 541,83 \text{ м.}$$

6.2.3 Определение ширины водосливного фронта

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

Расчётный расход, сбрасываемый через водосливную плотину при НПУ:

$$Q_p = Q_{max} - (n - 1) \cdot Q_{ГА} = 1744 - (4 - 1) \cdot 190,11 = 1174 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.12)$$

где Q_{max} – максимальный основной расход, с учётом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 1% для II класса сооружений;

$Q_{ГА}$ – расчётный расход через гидроагрегат ГЭС;

n – кол-во агрегатов.

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_v} = \frac{1174}{45,44} = 25,83 \text{ м}, \quad (6.13)$$

где q_v – удельный расход на водосливе:

$$q_v = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 36,35 = 45,44 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.14)$$

где q_p – удельный расход на рисберме:

$$q_p = [\vartheta_h] \cdot h_{\text{НБ}} = 5 \cdot 7,27 = 36,35 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.15)$$

где $h_{\text{НБ}}$ – глубина воды в НБ при $Q_{\text{осн.мах}} 0,1\%$ – 7,27м

$[\vartheta_h]$ – допустимая скорость (для скального основания 5,0 м/с)

Ширина водосливного фронта B должна соответствовать стандартному ряду, поэтому полученное значение округляется в большую сторону. Принимаем 3 пролета по 9 метров. Итого $B = 3 \cdot 9 = 27 \text{ м.}$

Расчёт толщины быка δ_B по формуле Березинского:

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

$$\delta_B = (1,08 \div 1,44) \text{ м},$$

С учетом того, что выполняем разрез по быку, толщину пазового перешейка быка во всех случаях необходимо назначать не менее 0,8 м, принимаем $\delta_B = 3$ м.

Ширину водосливного фронта с учетом быков:

$$B = b \cdot n + (n - 1) \cdot \delta_B = 9 \cdot 3 + (3 - 1) \cdot 3 = 33,0 \text{ м}.$$

6.2.4 Определение отметки гребня водослива

Используя формулу расхода через водослив, можно определить полный напор на водосливе в первом приближении, т.е. без учёта бокового сжатия и подтопления водослива - H_{01} , а затем с учетом сжатия и подтопления - H_{02} .

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{1174}{0,49 \cdot 27 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 7,37 \text{ м}, \quad (6.16)$$

где m - коэффициент расхода водослива практического профиля, принимаем $m = 0,49$

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

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}}{m \cdot \sigma_{\text{сж}} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{1174}{0,49 \cdot 0,95 \cdot 1 \cdot 27 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 7,63 \text{ м}, \quad (6.17)$$

где $\sigma_{\text{сж}}$ - коэффициент бокового сжатия;

σ_n - коэффициент подтопления.

Коэффициент сжатия определяется по формуле:

$$\sigma_{\text{сж}} = 1 - 0,2 \cdot \varepsilon \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot 0,7 \cdot \frac{7,4}{9} = 0,95, \quad (6.18)$$

где ε - коэффициент формы береговых устоев или промежуточных быков водослива (см рис. 6.1).

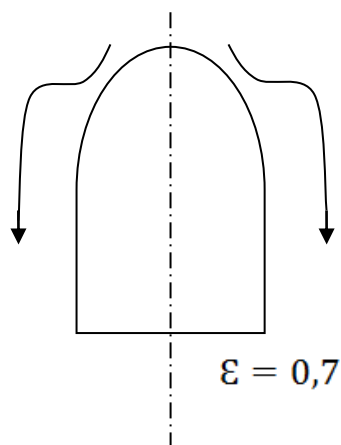


Рисунок 6.1 - Форма боковых устоев

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot v_0^2}{2g} = 7,63 - \frac{1,1 \cdot 0,47^2}{2 \cdot 9,81} = 7,62 \text{ м}, \quad (6.19)$$

где v_0 – скорость потока на подходе к плотине, определяемая по формуле (6.20):

$$v_0 = \frac{Q_p}{(\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{дна})(B + (n-1)\delta_B)} = \frac{1174}{(540 - 465) \cdot (27 + (3-1) \cdot 3)} = 0,47 \text{ м/с}, \quad (6.20)$$

где δ_B – толщина быка, которая была принята ранее;

α – коэффициент Кориолиса, принимаем $\alpha = 1,1$.

Определим ближайшее стандартное значение напора, согласно [26]:

$$H_{ст} = 8 \text{ м.}$$

Отметка гребня водослива:

$$\nabla\text{ГВ} = \nabla\text{НПУ} - H_{ст} = 540 - 8 = 532 \text{ м.} \quad (6.21)$$

Отметка гребня быка:

$$\nabla\text{ГБ} = \nabla\text{ГВ} + 1,6 \cdot H_{ст} = 532 + 1,6 \cdot 8 = 544,8 \text{ м.} \quad (6.22)$$

Проектную отметку гребня сооружений напорного фронта устанавливаем по наибольшей из отметок – гребня бетонной плотины ($\nabla\text{ГБП} = 541,83 \text{ м}$) и верха быка ($\nabla\text{ГБ} = 544,8 \text{ м}$). Окончательной отметкой гребня гидроузла принимаем значение $544,8 \text{ м}$.

6.2.5 Проверка на пропуск поверочного расхода

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

$$Q_{р.пов} = Q_{повmax} - (n - 1) \cdot Q_{ГА} - Q_{д.в} , \quad (6.23)$$

где $Q_{пов.max}$ – максимальный расчётный расход, с учётом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 0,01%

$$Q_{ГА} = \frac{N_{агр}}{9,81 \cdot H_{осн} \cdot \eta} = \frac{120 \cdot 10^3}{9,81 \cdot 69,47 \cdot 0,95} = 185,35$$

$$H_{осн.пов} = \text{ФПУ} - \text{УНБ} (Q_{осн.max}) = 542,0 - 472,53 = 69,47$$

$Q_{д.в}$ - расход, сбрасываемый через донный водосброс сооружения гидроузла

$$\text{При } H_{осн.пов}, Q_{д.в} = 0,8 \cdot 6 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 69,47} = 177,21$$

$$Q_{р.пов} = 1963 - (4 - 1) \cdot 185,35 - 177,21 = 1229,74 \text{ м}^3/\text{с}$$

Определяем напор над гребнем водослива при пропуске поверочного расхода:

$$H_{01пов} = \left(\frac{Q_{р.пов}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{1229,74}{0,49 \cdot 27 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,61 \text{ м.} \quad (6.24)$$

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

$$H_{02пов} = \left(\frac{Q_{р.пов}}{m \cdot \sigma_{сж} \cdot \sigma_{п} \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{1229,74}{0,49 \cdot 0,96 \cdot 1 \cdot 27 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,82 \text{ м,} \quad (6.25)$$

где $\sigma_{сж}$ – коэффициент сжатия:

$$\sigma_{сж} = 1 - 0,2 \cdot \varepsilon \cdot \frac{H_{01пов}}{b} = 1 - 0,2 \cdot 0,7 \cdot \frac{7,61}{9} = 0,96. \quad (6.26)$$

Найдем коэффициент расхода водослива безвакуумного профиля для поверочного случая:

Скорость подхода потока к плотине:

$$V_0 = \frac{Q_{p,пов}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ДНА}) \cdot (B + (n-1)\delta_B)} = \frac{1229,74}{(542 - 465) \cdot (27 + (3-1) \cdot 2)} = 0,48 \text{ м/с}, \quad (6.27)$$

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

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

$$H_{пов} = H_{02\text{ пов}} - \frac{\alpha \cdot V_{0\text{ пов}}^2}{2g} = 7,8 - \frac{1,1 \cdot 0,48^2}{2 \cdot 9,81} = 7,8 \text{ м}. \quad (6.28)$$

Определяем расчётную отметку форсированного уровня:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{пов} = 532 + 7,8 = 539,8 \text{ м}. \quad (6.29)$$

Расчётная отметка $\nabla\text{ФПУ}_p$ оказалась меньше заданной, поэтому исходная отметка достаточна для пропуска паводка; $\nabla\text{ФПУ} = 542,0 \text{ м}$.

6.2.6 Построение профиля водосливной грани

По проектному напору $H_{пр} = H_{ст}$ определяем координаты оголовка безвакуумного водослива с оголовком типа А [3, табл 6-12]. Табличные координаты умножаем на $H_{ст}$ и строим кривую. В таблицу 6.3 сведены полученные координаты для построения оголовка водослива. Оголовок плотины представлен на рисунке 6.2.

Таблица 6.3 – Координаты для построения оголовка безвакуумного водослива с оголовком профиля типа А для напора $H_{ст} = 8 \text{ м}$.

x	y	x	y	x	y	x	y
0	1,008	8	2,048	16	9,88	24	22,592
0,8	0,288	8,8	2,568	16,8	10,952	24,8	24,104
1,6	0,056	9,6	3,152	17,6	12,064	25,6	25,656
2,4	0	10,4	3,8	18,4	13,224	26,4	27,24
3,2	0,048	11,2	4,512	19,2	14,504	27,2	28,872
4	0,216	12	5,288	20	15,68	28	30,544
4,8	0,48	12,8	6,112	20,8	16,976	28,8	32,248
5,6	0,8	13,6	6,984	21,6	18,312	29,6	33,992
6,4	1,168	14,4	7,896	22,4	19,696	30,4	35,768
7,2	1,584	15,2	8,864	23,2	21,12	31,2	37,584

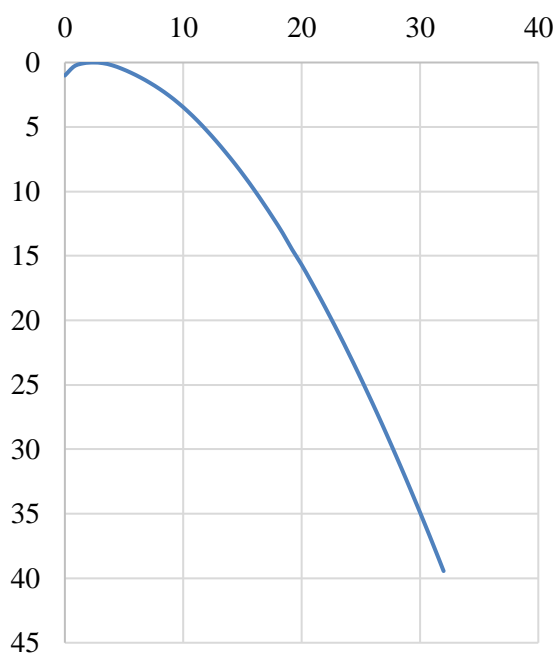


Рисунок 6.2 – Оголовок плотины

6.2.7 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

При протекании воды через водослив вследствие падения струи скорость потока возрастает и достигает наибольшего значения непосредственно за водосливом в сжатом сечении (рисунок 6.3).

При данном сопряжении бьефов определяем тип гидравлического прыжка.

Определяем критическую глубину:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{g \cdot (B + (n-1) \delta_0)^2}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 1174^2}{9,81 \cdot (27 + (3-1) \cdot 2)^2}} = 5,22 \text{ м.} \quad (6.30)$$

Определяем полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{дна} = 540 - 465 = 75 \text{ м.} \quad (6.31)$$

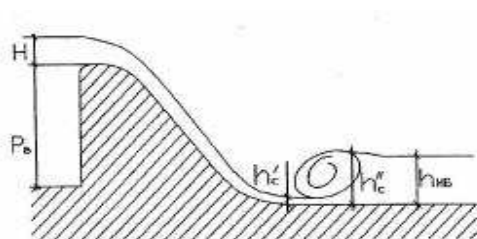


Рисунок 6.3 – Оголовок и сжатое сечение

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{75}{5,22} = 14,37 \text{ м.} \quad (6.32)$$

По графику [29, рис. 9.55] определяем глубину h_c в сжатом сечении и глубину h_c'' - второй сопряжённой со сжатой, в зависимости от величины ξ_{T_0} , определяем $\xi_c = 0,21$ и $\xi_c'' = 3,1$.

Отсюда, сопряжённые глубины:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,21 \cdot 5,22 = 1,09 \text{ м,} \quad (6.33)$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{кр} = 3,1 \cdot 5,22 = 16,18 \text{ м.} \quad (6.34)$$

$h_c'' > h_{НБ}$, $16,18 \text{ м} > 7,27 \text{ м}$ прыжок отогнанный.

Отогнанный прыжок за плотиной не допускается, и проектируется сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка. Для этого необходимо создать с нижнем бьефом соответствующую глубину.

6.2.8 Сопряжение бьефов свободной отброшенной струей

Высота от дна до носочка:

$$a = h_{НБmax} + 2 = 7,53 + 2 = 9,53 \text{ м,} \quad (6.35)$$

где $h_{НБ} = 7,53 \text{ м}$ – глубина в НБ при $Q = 0,01\%$.

Отметка носка:

$$\nabla_{НОС} = \nabla_{ДНА} + a = 465 + 9,53 = 474,53 \text{ м.} \quad (6.36)$$

Скоростное падение (напор воды на носке):

$$Z_H = \nabla_{НПУ} - \nabla_{НОС} = 665 - 600,3 = 64,7 \text{ м.} \quad (6.37)$$

Скорость потока воды на носке:

$$V_H = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_H} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 65,47} = 32,25 \text{ м/с,} \quad (6.38)$$

где φ – коэффициент скорости потока, $\varphi = 0,9$.

Высота потока воды на носке:

$$h_H = \frac{q}{V_H} = \frac{35,56}{32,25} = 1,1 \text{ м}, \quad (6.39)$$

$$\text{где } q = \frac{Q_{p.осн}}{B+(n-1)\delta_6} = \frac{1174}{27+6} = 35,56 \text{ м/с}. \quad (6.40)$$

Безопасное расстояние отлета струи для плотины на основании из прочной скалы составляет $L > 0,4 z_0$, где z_0 - напор создаваемый плотиной.

76,79 м > 27,3 м (Условие выполнено)

Глубину ямы размыва можно вычислить по следующей формуле:

$$h_{раз} = t - h_{н6} = 26,75 - 7,27 = 19,48 \text{ м}. \quad (6.41)$$

где $t = \nabla_{НБ} - \nabla_{дна}$ ямы размыва, определяется по следующей формуле:

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{F_r}) \cdot \sqrt{F_r} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{н6}}{d}} \cdot h_H = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{96,38}) \cdot \sqrt{96,38} \cdot \sqrt[4]{\frac{7,27}{1}} \cdot 1,1 = 26,75 \text{ м} \quad (6.42)$$

d – средняя крупность отдельностей в скале, в предварительных расчётах можно принимать равной 1 м. Расстояние от плотины до центра ямы размыва определяют по формуле:

$$L_1 = L + \frac{t}{tg\alpha_1} = 76,79 + \frac{26,75}{0,87} = 107,54 \text{ м}. \quad (6.43)$$

где α_1 – угол входа струи в воду.

$$tg\alpha_1 = \sqrt{tg^2\alpha + \frac{2g(0,5 \cdot h_H \cdot \cos\alpha + a - h_{н6})}{V_H^2 \cdot \cos^2\alpha}} = \sqrt{tg^2 30 + \frac{2 \cdot 9,81(0,5 \cdot 1,1 \cdot \cos 30 + 9,53 - 7,27)}{32,25^2 \cdot \cos^2 30}} = 0,87 \quad (6.44)$$

где a – высота уступа над дном.

Длина горизонтального участка ямы размыва вдоль течения на уравнение размытого русла равна:

$$b_p = 2,5 \cdot h_{кр} + 3,7 \cdot h_{раз} = 2,5 \cdot 5,22 + 3,7 \cdot 19,48 = 85,13 \text{ м} \quad (6.45)$$

а по дну ямы размыва – примерно равна $2,5h_{кр}$, где $h_{кр}$ – критическая глубина потока.

6.3 Конструирование бетонной плотины

6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

Треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу, является более экономичным.

Этот профиль должен удовлетворять двум условиям: отсутствию растягивающих напряжений в плотине и устойчивости ее против сдвига по основанию. Исходя из условия недопущения растягивающих напряжений на верховой грани, определяют ширину подошвы плотины.

Для плотин на скальном основании, ширина подошвы находится по формуле:

$$B_n = h \cdot \operatorname{tg}\alpha = 77 \cdot 0,7 = 53,9 \quad (6.46)$$

$$\text{где } h = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 540 - 463 = 77 \text{ м}, \quad (6.47)$$

6.3.2 Разрезка плотины швами

Так как плотина проектируется на скальном основании, в ней устраиваются швы, обеспечивающие свободное развитие температурных и усадочных деформаций.

Принимаем ширину температурного шва по контуру 1 см., внутри тела плотины 0,3 см. Плотину разделяем деформационными швами на секции шириной 12 м.

6.3.3 Быки

Размеры быков водобросной плотины следует назначены в зависимости от типа и конструкции затворов, размеров водобросных отверстий, эксплуатационных и аварийных выходов из продольных галерей, а также размеров и конструкции мостовых пролетных строений. Оголовок быка выполняется полукруглым. Размеры представлены на рисунке 6.4.

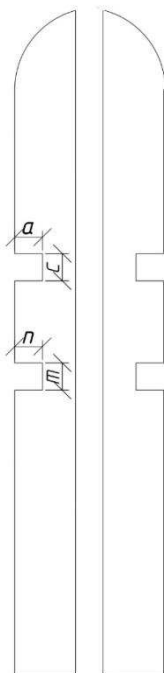


Рисунок 6.4 – Размеры быка

Толщина разрезного быка $\delta_{\text{Б}} = 3$ м. Пазы для плоского аварийно-ремонтного затвора принимаем шириной $a = c = 0,5$ м.

Пазы для рабочего затвора принимаем $m = n = 0,5$ м.

Пазы аварийно - ремонтных затворов со стороны верхнего бьефа размещаем на расстоянии 1,5 м от рабочего затвора, чтобы обеспечить удобные условия для проведения ремонтных работ на рабочем затворе.

На гребне плотины устраиваем пешеходную дорожку, автодорогу и рельсовый путь для движения крана. Проектируемая дорожка для людей составляет – 2 м, проезжая часть шириной - 8 м и место под кран -10 м. Общая ширина сооружения по гребню 20 м. Ширина плотины по гребню может измениться при расчётах сооружения на прочность и устойчивость, но не может быть меньше заданной величины.

6.3.4 Устои

Устои плотин предназначены для защиты берега от размыва водой, сбрасываемой через водослив; для обеспечения плавного подхода потока к водосливу и плавного его растекания в нижнем бьефе; для предотвращения опасного воздействия фильтрации в зоне примыкания водосливной плотины к земляной или берегу; также они служат опорами для затворов и мостов. Между водосливной и зданием ГЭС устроен разделительный устой для разделения потоков.

6.3.5 Галереи в теле плотины

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи. Смотровые галереи размером 2 на 2,5 м расположены по высоте через каждые 13 м на отметках 481,50, 497,00, 512,50. На отметке 481,50 продольная галерея спроектирована выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотины.

Предусмотрены две буровые галереи, находящиеся у подошвы плотины.

Размеры цементационной и размеры дренажной галереи принимаем с учетом работающей техники 3 на 3,5 м, для обеспечения провоза оборудования при работах.

6.3.6 Дренаж в теле плотины

Вдоль напорной грани плотин следует предусматривать устройство дренажа в виде вертикальных скважин (дрен).

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа:

$$a_{др} \geq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{J_{кр}} \geq \frac{73,24 \cdot 1,25}{25} \geq 3,66 \text{ м}, \quad (6.48)$$

где $J_{кр}$ - критический средний градиент напора для бетона плотины 25;

γ_n - коэффициент надежности по ответственности сооружения;

H_d - напор над расчетным сечением при отметке

$$H_d = 540 - 466,75 = 73,25 \text{ м};$$

Принимаем $a_{др} = 6,0$ м. Диаметр дренажа принимаем $d = 0,2$ м

6.4 Элементы подземного контура плотины

6.4.1 Цементационная завеса

В скальном основании плотины устраиваем противофильтрационную преграду в виде цементационной завесы.

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$l_1 = (0,1 \div 0,25) \cdot B, \quad (6.49)$$

где B – ширина подошвы плотины.

$$l_1 = (0,1 \div 0,25) \cdot 53,9 = (5,39 \div 13,5).$$

Принимаем $l_1 = 7$ м.

Глубина цементационной завесы:

$$h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,8) \cdot H, \quad (6.50)$$

где $H = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}_{\text{min}}} = 540 - 466,76 = 73,2$ м;

где $\nabla_{\text{НБ}_{\text{min}}}$ – Отметка в НБ при $Q_{\text{ВХК}}$.

Принимаем:

$$h_{\text{зав}} = 50 \text{ м.}$$

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{\Delta H \cdot \gamma}{J_{\text{кр}}}, \quad (6.51)$$

где ΔH – потери напора на завесе:

$$\Delta H = H_d - H_{\text{ас}} = 73,2 - 29,3 = 43,9 \text{ м;}$$

$J_{\text{кр}}$ – критический градиент напора на скальном основании, $J_{\text{кр}} = 15$.

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{43,9 \cdot 1,25}{15} = 3,66 \text{ м.}$$

6.5 Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины

6.5.1 Определение основных нагрузок на плотину

Расчетный случай – нормальный эксплуатационный при НПУ в верхнем бьефе и минимальном уровне нижнего бьефа (при $Q_{\text{ВХК}}$)

6.5.1.1 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCad.

$$S_{\text{пл}} = 2396,91 \text{ м}^2;$$

Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{2396,91 \cdot 9 \cdot 9,81 \cdot 2400}{9 + 3} = 42324,64 \text{ кН/м.} \quad (6.52)$$

Вес быка и точку его приложения определяется аналогичным образом:

$$Q_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_6 \cdot \rho_6 \cdot g}{b + \delta_6} = \frac{2876,62 \cdot 3 \cdot 2400 \cdot 9,81}{9 + 3} = 16931,79 \text{ кН/м.} \quad (6.53)$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g, \quad (6.54)$$

где f - площадь затвора:

$$f = (\nabla\Phi\text{ПУ} - \nabla\Gamma\text{В} + 0,5) \cdot b = (542 - 532 + 0,5) \cdot 9 = 94,5 \text{ м}^2. \quad (6.55)$$

Таким образом:

$$Q_3 = 0,055 \cdot 94,5 \cdot \sqrt{94,5} \cdot 9,81 = 495,65 \text{ кН.}$$

Вес затвора приводится к 1 п.м:

$$q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{495,65}{9 + 3} = 41,30 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.56)$$

6.5.1.2 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

с верхнего бьефа:

$$W_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 77^2}{2} = 29081,75 \text{ кН/м,,} \quad (6.57)$$

где $h_1 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 540 - 463 = 77 \text{ м.}$

с нижнего бьефа:

$$W_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 3,76^2}{2} = 69,34 \text{ кН/м,} \quad (6.58)$$

где $h_2 = \nabla\text{УНБ}_{\text{min}} - \nabla\text{ПОД} = 466,76 - 463 = 3,76 \text{ м}$

6.5.1.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Эпюра взвешивающего давления принимается в виде прямоугольника от минимального уровня нижнего бьефа подошвы сооружения для основного случая.

Сила взвешивающего давления:

$$W_{вз} = \rho_w \cdot g \cdot B \cdot (\nabla_{НБ_{min}} - \nabla_{под}) = 1000 \cdot 9,81 \cdot 53,9 \cdot (466,76 - 463) = 1\,988,13 \text{ кН/м.} \quad (6.59)$$

6.5.1.4 Волновое воздействие

Равнодействующая волнового давления определена упрощенно по формуле А.И. Можевитинова:

$$W_{волн} = 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 1,03 \cdot \left(\frac{8,26}{3,14} + \frac{0,39}{2} \right) = 14,28 \text{ кН,} \quad (6.60)$$

где h_0 -по формуле:

$$h_0 = \frac{\pi h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 1,03^2}{8,26} = 0,39 \text{ м.} \quad (6.61)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{8,26}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 1,03 = 0,92 \text{ м.} \quad (6.62)$$

6.5.1.5 Фильтрационные расчёты

Фильтрационный расчёт для плотин на скальном основании производится для случая, когда уровень верхнего бьефа соответствует нормальному подпорному уровню, а уровень нижнего бьефа соответствует минимальному, который возможен при пропуске расхода на водохозяйственные нужды. Эпюра пьезометрического напора представлена на рисунке 6.5.

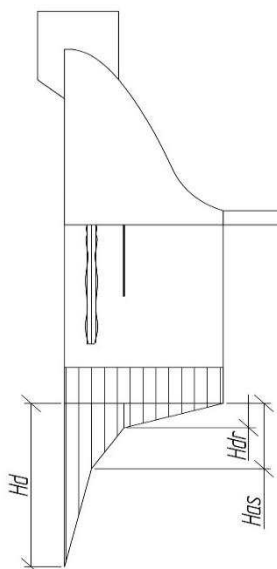


Рисунок 6.5 – Эпюра пьезометрического напора по подошве плотины

Для второго класса сооружений на основании [26]:

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБ}_{\min} = 540 - 466,76 = 73,24 \text{ м}; \quad (6.63)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 73,24 = 29,3 \text{ м}; \quad (6.64)$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 73,24 = 14,65 \text{ м}. \quad (6.65)$$

Площадь эпюры фильтрационного давления определяется как сумма площадей отдельных её участков, представляющих из себя прямоугольные трапеции и прямоугольный треугольник, или с помощью AutoCAD.

Сила фильтрационного давления на подошву сооружения:

$$W_\phi = \rho_w \cdot g \cdot S_\phi = 1000 \cdot 9,81 \cdot 820,21 = 8046,26 \text{ кН/м}. \quad (6.66)$$

6.5.1.6 Давление наносов

Давление наносов на вертикальную грань определим по формуле:

$$p_n = \gamma_n \cdot h_n \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_n}{2} \right) = 13 \cdot 5 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 31,87 \text{ кН/м}^2, \quad (6.67)$$

где γ_n - удельный вес наносов во взвешенном состоянии, $\gamma_n = 13 \text{ кН/м}^3$,

h_n - толщина слоя наносов,

φ_n - угол внутреннего трения наносов, $\varphi_n = 20^\circ$.

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м:

$$E_H = \frac{p_H \cdot h_H}{2} = \frac{31,87 \cdot 5}{2} = 79,67 \text{ кН/м}^2 \quad (6.68)$$

Пассивное давление грунта основания на плотину со стороны нижнего бьефа:

$$p_{пн} = \gamma^{взв}_{гр} \cdot h_{гр} \cdot tg^2 \left(45 + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) + 2 \cdot c \cdot tg \left(45 + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) = 17 \cdot 2 \cdot 3,69 + 2 \cdot 110 \cdot 1,92 = 547,86 \quad (6.69)$$

где $\gamma^{взв}_{гр}$ – удельный вес взвешенного грунта;

$$\gamma_{гр}^{взв} = \gamma_{гр} - (1 - n_0) \cdot \gamma_в$$

где $\gamma_{гр}$ – удельный вес сухого грунта равный 25кН;

n_0 – пористость сухого грунта, 0,2;

$\gamma_в$ – удельный вес воды, 10 кН.

$\varphi_{гр}$ – угол внутреннего трения грунта;

Равнодействующая пассивного давления на 1 п.м:

$$E_{пас} = \frac{p_{пн} \cdot h_{гр}}{2} = \frac{547,86 \cdot 2}{2} = 547,86 \quad (6.70)$$

6.5.2 Расчёт прочности плотины

Расчёт прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Расчёт плотины проводится без учёта температурных воздействий. Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Таким образом, в результате расчёта определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности.

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

Для удобства расчёта составляется таблица 6.4, в которую внесены все нагрузки, умноженные на коэффициент надёжности по нагрузке. Точки приложения равнодействующих всех сил рассчитаны с помощью программы AutoCad. Основные нагрузки на плотину сведены в таблицу 6.4.

Таблица 6.4 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	γ_f	Направление силы	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
W_B	1,0	→	29081,7	25,67	746431,46
W_H	1,0	←	69,34	1,25	-86,91
G_6	0,95	↓	16085,2	11,96	-192378,94
$G_{пл}$	0,95	↓	40208,4	8,9	-357854,8
$W_{взв}$	1,0	↑	1988,13	0	0
W_ϕ	1,0	↑	8046,26	13,44	108141,74
$W_{волн}$	1,0	→	14,28	76,08	1086,36
E_H	1,2	→	95,61	2,33	223,08
$E_{пас}$	0,85	←	465,68	0,67	-312,01
q_3	0,9	↓	37,17	25,89	-962,44
$\Sigma N46296,38$			$\Sigma M304287,52$		

Расчёт краевых напряжений в сечении плотины на отметке 463,0 м (при расчете на 1 погонный метр длины):

Для верховой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B^2} = -\frac{46296,38}{53,9} + \frac{6 \cdot 304287,52}{53,9^2} = -230,5 \text{ кН/м}^2, \quad (6.71)$$

где N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

B – ширина подошвы плотины.

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -230,06 \cdot 0 - 9,81 \cdot 77 \cdot (1 - 0) = -755,37 \text{ кН/м}^2, \quad (6.72)$$

где $\gamma_w = 9,81 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес воды;

$H_d^u = \nabla_{НПУ} - \nabla_{\text{подошвы}} = 540 - 463 = 77 \text{ м.}$ –напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

$m_u = \text{ctg} \alpha_1$, где α_1 – угол между напорной гранью и вертикалью. Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то $\text{ctg} \alpha_1 = 0$.

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0. \quad (6.73)$$

Главное напряжение:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -230,06 \cdot (1 + 0) + 9,81 \cdot 77 \cdot 0 = -230,50 \text{ кН/м}^2. \quad (6.74)$$

Главное напряжение:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 77 = -755,37 \text{ кН/м}^2. \quad (6.75)$$

Для низовой грани аналогично.

Нормальное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{B^2} = -\frac{46296,38}{53,9} - \frac{6 \cdot 304287,52}{53,9^2} = -1487,36 \text{ кН/м}^2. \quad (6.76)$$

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = -1487,36 \cdot 0,7^2 - 9,81 \cdot 3,76 \cdot (1 - 0,7^2) = -747,62 \text{ кН/м}^2, \quad (6.77)$$

где $m_t = \tan \alpha_2$, где α_2 – угол между низовой гранью и горизонталью;
 $H_d^t = \nabla_{\text{УНБ}_{\min}} - \nabla_{\text{подошвы}} = 466,76 - 463 = 3,76 \text{ м.}$ – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа;

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(9,81 \cdot 3,76 - 1487,36) \cdot 0,7 = 1066,97 \text{ кН/м}^2. \quad (6.78)$$

Главные напряжения:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = -1487,36 \cdot (1 + 0,7^2) + 9,81 \cdot 3,76 \cdot 0,7^2 = -2198,1 \text{ кН/м}^2, \quad (6.79)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -9,81 \cdot 3,76 = -36,89 \text{ кН/м}^2. \quad (6.80)$$

Для наглядности все расчёты сведены в таблицу 6.5.

Таблица 6.5 – Напряжения, возникающие в плотине

Напряжение	Напорная грань, кН/м ²	Низовая грань, кН/м ²
σ_y	-230,5	-1487,36
σ_x	-755,37	-747,62
τ_{xy}	0	1066,97
σ_1	-230,5	-36,89
σ_3	-755,37	-2198,1

6.5.3 Критерии прочности плотины

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

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.81)$$

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

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

γ_{cd} – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая $\gamma_{cd} = 0,95$;

Предварительно принимается бетон класса В7,5 с расчётным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 4050$ кН/м²,

Рассчитываем выражение, для основного случая:

$$1,25 \cdot 1 \cdot 2198,1 \leq 0,95 \cdot 4500 \text{ (кПа)},$$

$$2747,62 \text{ кН/м}^2 \leq 4275 \text{ кН/м}^2.$$

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

$$\sigma'_y < 0, \quad (6.82)$$

$$-230,5 \text{ кН/м}^2 < 0 \text{ - условие выполнено.}$$

3. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u; \quad (6.83)$$

$$230,5 \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 77;$$

$$230,5 \text{ кН/м}^2 \geq 192,5 \text{ кН/м}^2.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиям прочности.

6.5.4 Расчёт устойчивости плотины

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n \quad (6.84)$$

$$\begin{aligned} \text{где } R &= (G_{\text{пл}} + G_{\text{Б}} - W_{\text{взв}} - W_{\text{ф}} + q_3) \cdot \text{tg } \varphi + c \cdot \omega + E_{\text{пас}} \cdot 0,7 = \\ &= (40208,4 + 16085,2 - 1988,13 - 8046,26 + 37,17) \cdot 0,7 + 110 \cdot \\ &\quad \cdot 53,9 + 465,68 \cdot 0,7 = 38662,44 \text{ кН/м}, \end{aligned} \quad (6.85)$$

где $\text{tan } \varphi = 0,7$ – внутреннее трение для скалы в основании;

$c = 110 \text{ кН/м}^2$ – сцепление скалы;

$\omega = B_n \cdot 1 = 53,9 \text{ м}^2$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

$$\begin{aligned} F &= W_{\text{в}} - W_{\text{н}} + W_{\text{волн}} + E_{\text{н}} = 29081,7 - 69,34 + 14,28 + 95,61 = \\ &= 29122,3 \text{ кН/м}. \end{aligned}$$

Таким образом условие на сдвиг:

$$\frac{38662,44 \cdot 0,95}{29122,3 \cdot 1} \geq 1,25,$$

$1,26 \geq 1,25$ – условие выполняется.

По проведённым проверкам можем утверждать, что выбранный профиль плотины удовлетворяет условиям прочности и надёжности при основном сочетании нагрузок. А также является экономичным. Запас по надёжности плотины обеспечивает её устойчивость.

7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Одной из важнейших задач службы эксплуатации Абазинской ГЭС является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Последствия аварий на ГЭС (прорыв напорного фронта) могут быть катастрофическими для всего региона. Поэтому обеспечение безопасности ГТС является задачей общегосударственного значения. Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации Абазинской ГТС регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Основным из которых является Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений». Требованием закона «О безопасности ГТС» является составление декларации о безопасности ГТС, которое определяется положением, утвержденным Правительством РФ. Данное Положение определяет содержание, порядок составления Декларации о безопасности ГТС. Осуществление государственной экспертизы является обязательным для ГТС при их проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитальном ремонте, восстановлении или консервации.

Ответственность за обеспечение безопасности лежит на собственнике гидроэлектростанции. Для контроля состояния основных сооружений Абазинской ГЭС, она оснащается контрольно–измерительной аппаратурой для отслеживания напряженно–деформированного состояния, горизонтальных и вертикальных перемещений, фильтрационного режима, сейсмоконтроля. В состав эксплуатационного персонала вводятся специальное подразделение, задача которого – измерение с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа величин контролируемых показателей.

В соответствии с Федеральным законом о безопасности ГТС собственник ГТС разрабатывает декларацию безопасности, которая является основным документом, содержащим сведения о соответствии ГТС критериям безопасности.

7.2 Охрана труда

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций, территория и акватория, где они размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим нормам технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций, трудового кодекса, санитарным

правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию, государственным стандартам безопасности труда, правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, правилам устройства электроустановок, техническому регламенту о пожарной безопасности и правилам противопожарного режима РФ и иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

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

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

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

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

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

Расследование несчастных случаев на гидроэлектростанциях производится в соответствии с действующим положением о расследовании и учете несчастных случаев на производстве.

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

При эксплуатации электроустановок ГЭС персонал и другие лица, занятые техническим обслуживанием электроустановок, проводящих в них оперативные переключения, организующих и выполняющих строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения, обязаны выполнять требования норм законодательства, действующих введенных

уполномоченными органами государственной власти правил по охране труда (правил безопасности), стандарта, стандартов организации (инструкций) ГЭС.

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

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

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

- оформление наряда, распоряжения или перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе в случаях, определённых в пункте 5.14 Правил [13];
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы;

Работниками, ответственными за безопасное ведение работ в электроустановках, являются: выдающий наряд, отдающий распоряжение, утверждающий перечень работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации.

Выдающий разрешение на подготовку рабочего места и на допуск в случаях, определённых в пункте 5.14 Правил [13]: ответственный руководитель работ, допускающий, производитель работ, наблюдающий, члены бригады.

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

В техническую документацию по эксплуатации и техническому обслуживанию основного гидротурбинного оборудования и механической части гидрогенераторов, включая вспомогательное оборудование; по эксплуатации ГТС; по техническому обслуживанию ГТС; по техническому обслуживанию напорных металлических и железобетонных трубопроводов; по обслуживанию механизмов затворов гидротехнических сооружений; по расчистке водных объектов и сооружений от сора; по пропуску половодных и паводковых расходов воды через сооружения; по опорожнению и наполнению водохранилища и бьефа; по расчистке водохранилищ от наносов; на всех объектах ГЭС, выполняемых в зимний период; на объектах ГЭС, выполняемых под водой (водолазные работы); по обслуживанию иных объектов ГЭС, должны быть включены требования по безопасной организации работ и охране труда.

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

7.3 Пожарная безопасность

Требования к пожарной безопасности изложены в федеральном законе от 22 июля 2008г. №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности». В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции или другое лицо, назначенное приказом.

ГЭС должны быть оборудованы установками пожарной сигнализации и системой оповещения и управления эвакуацией людей.

Ответственность за пожарную безопасность отдельных производственных и вспомогательных помещений (сооружений) и 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 персонала (при необходимости), а также восстановление нормального режима работы оборудования и т.д.

Каждый работающий на ГЭС обязан знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности на рабочем месте, в других помещениях и на территории, при возникновении пожара немедленно сообщить вышестоящему руководителю или оперативному персоналу о месте пожара, принять возможные меры к спасению людей, имущества и приступить к ликвидации пожара имеющимися средствами пожаротушения с соблюдением мер безопасности.

Подготовка инженерно-технических работников, рабочих и служащих Абазинской ГЭС по пожарной безопасности состоит из следующих основных положений:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- проводимые в структурных подразделениях регулярные инструктажи, по вопросам пожарной безопасности;
- занятия по пожарно-техническому минимуму для соответствующих категорий персонала;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение квалификации в учебных центрах, а также при проведении семинаров и целевых конференций по противопожарной защите;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности.

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".

Все лица, поступающие работать на Абазинскую ГЭС, либо принятые на временную работу, учащиеся и студенты, проходящие производственную практику, должны пройти вводный инструктаж по пожарной безопасности.

На генераторах Абазинской ГЭС устанавливаются защиты, которые автоматически с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора сигнализируют о наличии возгорания. Пожаротушение осуществляется вручную. В качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода. Вблизи лобовых частей обмоток статора размещают дренажные кольцевые трубопроводы, в которых выполнены отверстия со специальными насадками - дренажами - ось которых направлена в сторону обмотки. Следует отметить, что при ложном срабатывании защиты или при длительной подаче воды происходит излишнее увлажнение изоляции, поэтому требуется достаточно высокая надежность работы этих устройств.

Трансформаторы на Абазинской ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат значительное количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. С этой целью по периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых устанавливаются дренажные оросители.

7.4 Охрана природы

Гидротехническое строительство, решая различные проблемы участников водохозяйственного комплекса, приводит к нежелательным эффектам для окружающей среды и человека, которые нередко становятся причиной реализации различного рода неблагоприятных воздействий, способных наносить материальные, экономические, экологические и социальные ущербы.

Тенденция к наиболее эффективному и безопасному использованию гидроэлектростанций требует решения ряда задач взаимодействия ГЭС с окружающей средой. Для Абазинской ГЭС проводим анализ федеральных и региональных законодательных и нормативных документов, а также требований международного права, регламентирующих охрану окружающей среды и использование природных ресурсов на стадиях проектирования, строительства и эксплуатации гидросооружений.

Правовой основой в области охраны окружающей среды и использования природных ресурсов при проектировании Абазинской ГЭС являются следующие нормативы:

- Федеральный закон от 10 января 2002 г. N 7–ФЗ (ред. от 29.12.2015) «Об охране окружающей среды»;

- Федеральный Закон от 24 апреля 1995 года N 52–ФЗ (ред. от 13.07.2015) «О животном мире»;

- Водный кодекс Российской Федерации от 03 июня 2006 N 74-ФЗ (ред. от 28.11.2015 с изм. и доп., вступ. В силу с 01.01.2016);

- Лесной кодекс Российской Федерации от 4 декабря 2006 № 200–ФЗ (ред. от 01.05.2016);

- Другие нормативные документы РФ.

К наиболее значимым экологическим задачам при проектировании, строительстве и эксплуатации Абазинской ГЭС относятся:

- создание водохранилища и связанные с этим трансформация ландшафтов, климатические изменения и пр.;

- подготовка ложа водохранилища, в том числе, свodka леса и санация территории;

- сбросы ГЭС в процессе эксплуатации и связанные с эти изменения, гидрологического, температурного и ледового режима реки в нижнем бьефе гидроузла;

- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства и эксплуатации;

- образование и управление отходами на стадии строительства и эксплуатации;

- переселение населения из зоны затопления.

8 Технико-экономические показатели

8.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Реализация электроэнергии это стадия производства электрической энергии, при которой происходит ее сбыт на оптовом или розничном рынке.

Оценка объемов продаж электроэнергии в прогнозный период представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объемов продаж электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта			
		2023	2024	2025	2026
Установленная мощность	МВт	480	480	480	480
Число часов использования установленной мощности	Часы	2800	2800	2800	2800
Выработка электроэнергии	МВт*ч	1344000	1344000	1344000	1344000
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1,5	1,5	1,5	1,5
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт*ч	20160	20160	20160	20160
Объем реализации электроэнергии	МВт*ч	1323840	1323840	1323840	1323840
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт*ч	1520	1572	1584	1598
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	2012,24	2081,08	2096,96	2115,50
НДС к выручке	млн.руб	335,37	346,85	349,49	352,58

8.1.1 Текущие расходы на производство электроэнергии

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

Амортизационные отчисления рассчитываем, исходя из среднего срока службы основного оборудования.

Расходы по страхованию имущества принимаем в размере (от остаточной балансовой стоимости основных фондов) 0,21%.

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

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Величина, тыс.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	100,7
Прочие расходы	274	108,1
Итого		208,8

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из стоимости активов. Удельные значения стоимости представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 - Удельное значение расходов на ремонт оборудования

Этапы проекта	Величина,%
От 1 до 5 лет	0,04
От 6 до 15 лет	0,06
От 16 до 25	0,08
Свыше 25	0,10

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

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Величина, млн.руб.
ОАО "СО - ЕЭС"	135,38 тыс.руб./МВт	80,1
ОАО АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб./МВт*ч	5,6
ОАО ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб./МВт*ч	1,6
Итого		87,3

Налог на воду, в соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации для реки Абакан, составляет 4,8 рублей за 1 тыс. кВт·ч электроэнергии.

Текущие затраты приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу

Год	2023	2024	2025	2026
Амортизационные отчисления, млн. руб.	492,1	434,3	434,3	434,3
Расходы на страхование, млн. руб.	35,4	31,2	27,0	22,8
Эксплуатационные затраты, млн. руб.	313,3	313,3	313,3	313,3
Расходы на ремонт производственных фондов, млн. руб.	44,2	39,0	33,8	28,6
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн. руб.	87,4	87,4	87,4	87,4
Налог на воду, млн. руб.	24,5	24,5	24,5	24,5
Итого, млн. руб.	997,0	929,7	920,3	910,5

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы (рисунок 8.1).



Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %

8.1.2 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.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Год	2026	2027	2028	2029	2030
Налог на прибыль, млн. руб.	950,5	947,9	975,4	1001,0	1028,1
НДС, млн. руб.	1059,2	1084,7	1110,3	1134,0	1159,1
Взносы в соц. фонды, млн. руб.	51,3	51,3	51,3	51,3	51,3
Налог на имущество, млн. руб.	54,7	45,2	35,6	26,1	16,5
Итого	2085,9	2129,3	2172,8	2212,5	2255

8.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Основной формой отражения производственной деятельности, Абазинской ГЭС по производству электроэнергии является «Отчет о прибылях и убытках». В отчете определяем следующие показатели: валовая прибыль, налогооблагаемая прибыль, размеры выплат по налогам, чистая прибыль.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	2023	2024	2025	2026	2027
Выручка (нетто), млн.руб.	4878,5	5032,4	5172,0	5307,5	5434,4
Текущие расходы, млн.руб.	997,0	929,7	920,3	302,2	910,9
Валовая прибыль, млн.руб.	4853,9	5007,9	5147,5	5282,9	5409,8
Прибыль до налогообложения, млн.руб.	4099,0	4320,5	4469,6	4614,7	4751,1
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	819,8	864,1	893,9	922,9	950,2
НОПАТ (Чистая прибыль), млн.руб.	3279,2	3456,4	3575,7	3691,7	3800,8
Справочно: Ставка налога на прибыль Т, %	20	20	20	20	20

Динамика суммы чистой прибыли показано на рисунке 8.2.

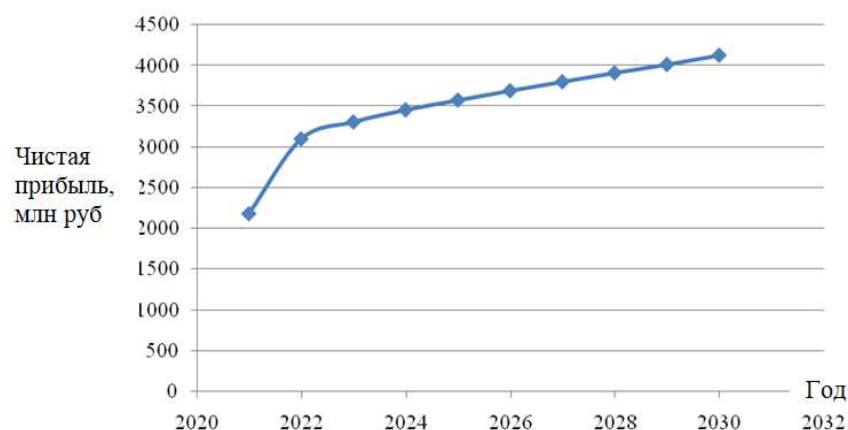


Рисунок 8.2 – Сумма чистой прибыли, млн. руб.

8.3 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Сценарные условия ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 г. №9)

8.3.1 Методология и исходные данные, оценка инвестиционного проекта

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

1. Чистый, дисконтированный доход
2. Индекс прибыльности
3. Срок окупаемости
4. И т.д.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

а) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

б) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

в) Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»

Расчёты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

- 1) Период прогнозирования для Абазинской ГЭС составляет 30 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.
- 2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2018 года.
- 3) Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

8.3.2 Коммерческая эффективность проекта

Целью проведения расчетов коммерческой эффективности проекта, является определение показателей эффективности инвестиций.

Доходная часть формируется от продажи электроэнергии Абазинской ГЭС.

Расходная часть – это кредитные средства, а также собственные средства ПАО «РусГидро», реализующего инвестиционный проект строительства Абазинской ГЭС.

Показатели эффективности реализации проекта представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Показатели эффективности инвестиций

Ставка дисконтирования, %	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес.	202
Чистый приведенный доход – NPV, млрд. руб.	1496,5
Индекс прибыльности - PI	1,11
Себестоимость руб./кВт·ч	0,21
Удельные капиталовложения, руб./кВт	121520,8

8.3.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений величина которых представлена в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральные и региональные бюджеты

Год	2022	2023	2024	2025	2026
В Федеральный бюджет, млн. руб.	2084,2	2603,1	2751,2	2839,5	2924,8
В региональный бюджет, млн. руб.	58,8	82,5	73,9	64,3	54,7
Итого налоговых поступлений, млн. руб.	2142,9	2685,6	2825,1	2903,8	2979,6

8.4 Анализ чувствительности инвестиционного проекта

Произведена оценка индекса доходности относительно ставки дисконтирования, уровня налогообложения, изменения объёма инвестиций, изменения цены электроэнергии и мощности.

Уменьшение ставки дисконтирования и объёма инвестиций уменьшает величину доходности проекта, а при увеличении объёма сбыта выработки электроэнергии доходность проекта увеличивается. Изменение индекса доходности в зависимости от изменения ставки налогов представлено на рисунке 8.3.

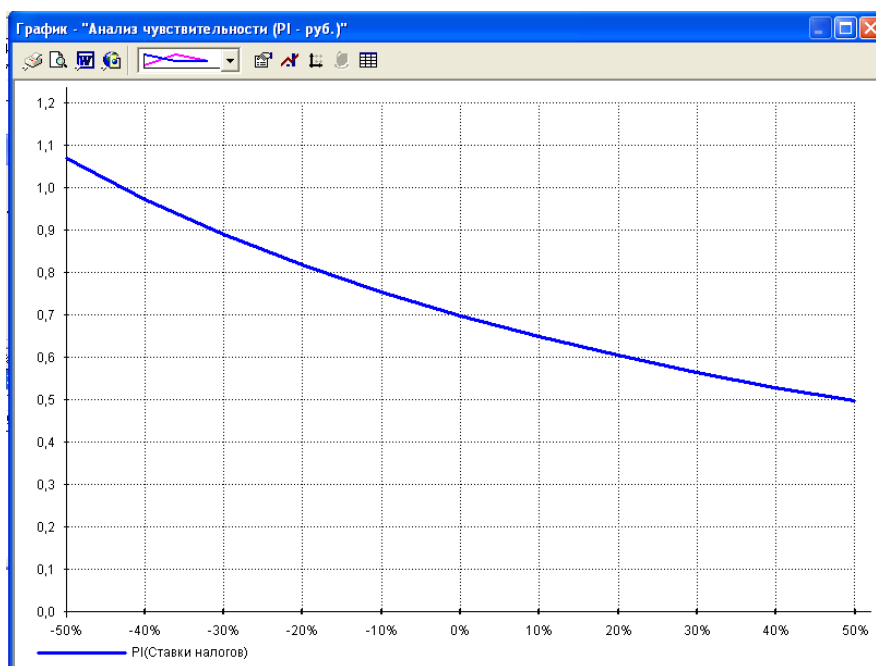


Рисунок 8.3–Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов

Анализ чувствительности PI под влиянием налогов, объёмов инвестиций и цены сбыта представлены в виде графиков, изображённых на рисунках 8.4-8.6.

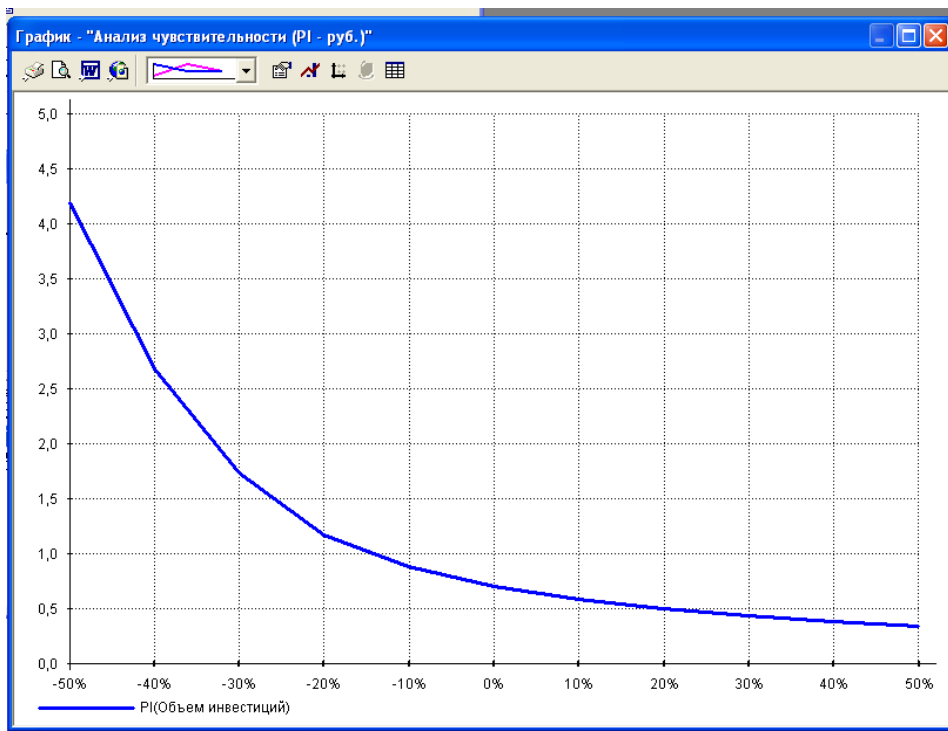


Рисунок 8.4— Сумма PI от в зависимости от изменения объема инвестиций

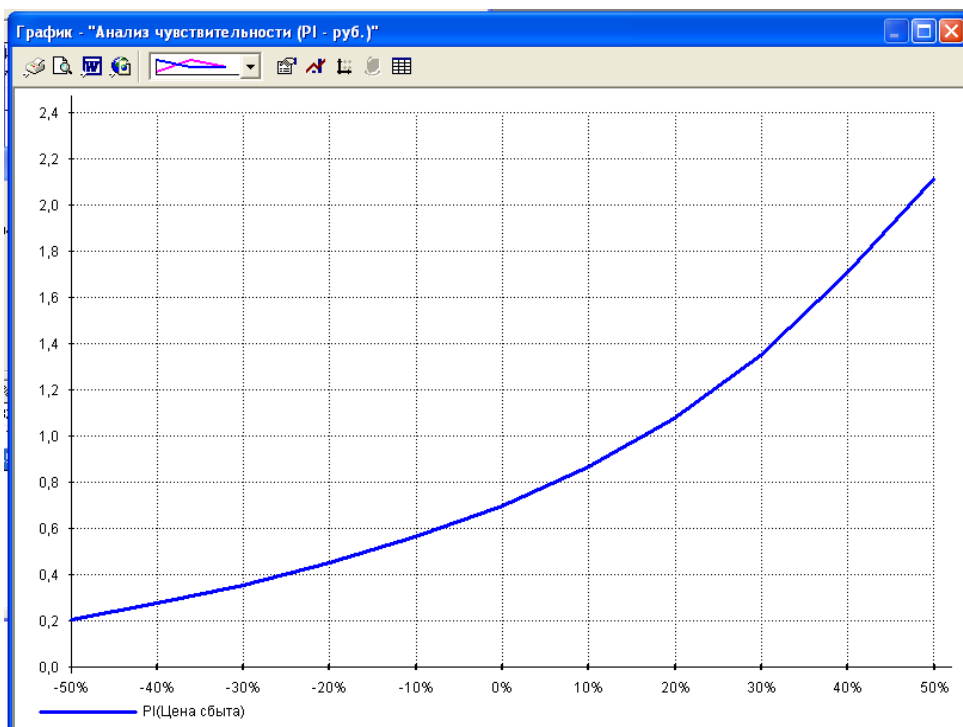


Рисунок 8.5 – Сумма PI в зависимости от изменения цены сбыта

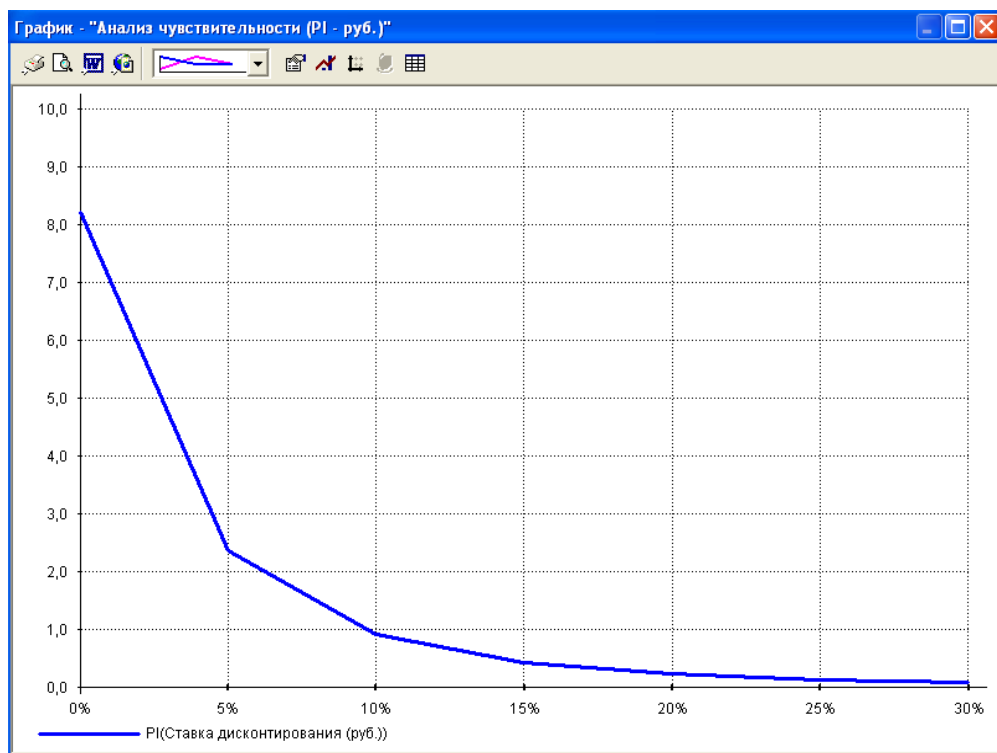


Рисунок 8.6 – Сумма PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Проведенный анализ чувствительности показал, что наибольший риск для проекта представляют изменение следующих параметров:

- Увеличение ставки дисконтирования
- Уменьшение объема сбыта продукции
- Увеличение ставки налогов

9 Методология оценки рисков оперативного управления ГЭС в аварийных ситуациях

9.1. Общая информация

Гидродинамическая авария – это чрезвычайное событие, связанное с выходом из строя (разрушением) гидротехнического сооружения или его части, и неуправляемым перемещением больших масс воды, несущих разрушения и затопления обширных территорий.

Разрушение (прорыв) гидротехнических сооружений происходит в результате действия сил природы (землетрясений, ураганов, размывов плотин) или воздействия человека, а также из-за конструктивных дефектов или ошибок проектирования.

Последствиями гидродинамических аварий являются:

- повреждение и разрушение гидроузлов и кратковременное или долговременное прекращение выполнения ими своих функций;
- поражение людей и разрушение сооружений волной прорыва, образующейся в результате разрушения гидротехнического сооружения;
- катастрофическое затопление обширных территорий слоем воды от 0,5 до 10 м и более .

Аварии и катастрофы на потенциально опасных объектах ежегодно уносят десятки тысяч жизней и требуют не только экстренных мер по их ликвидации, но, главное, знаний и умений каждого, решительных и осмысленных действий руководящего состава всех уровней в сложившихся чрезвычайных ситуациях .

В настоящее время в Российской Федерации функционируют более 30 тыс. гидротехнических сооружений и других объектов энергетической отрасли. Большая часть их представляет потенциальную опасность для здоровья и жизни населения, а также окружающей природной среды. В зонах возможного воздействия поражающих факторов при авариях на этих объектах проживают свыше 90 млн. жителей страны.

Таким образом, возникает необходимость разработки и осуществления превентивных мероприятий в области защиты от аварийных ситуаций. Одной из ключевых проблем промышленной безопасности является анализ и оценка опасностей возможных аварий на опасных объектах гидроэнергетики. Возможность применения метода анализа риска требует создания единых методологических подходов, которые учитывали бы в себе специфику опасных производственных объектов и нормативных требований в области экологической, пожарной, промышленной безопасности защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций.

Надежная, бесперебойная и безаварийная работа гидроэлектростанций обеспечивается в первую очередь путем работы оперативного управления.

9.2. Оперативное управление

В общем виде система оперативного управления представлена на рисунке 9.1.



Рисунок 9.1 – Система оперативного управления

Процесс оперативного управления режимом ГЭС включает несколько фаз:

- получение информации о параметрах состояния режима, контроль текущего состояния;
- ретроспективный анализ состояний режима;
- оценка перспективных состояний;
- регулирование состояний режима в соответствии с краткосрочным (суточным) прогнозом;
- корректировка режима при отклонениях его состояния от планового;
- изменение параметров настройки средств, автоматического регулирования режимов работы ГЭС;
- изменение структуры режима (изменение состава включенного оборудования, вывод оборудования в резерв и ремонт, а также последующий ввод его в работу).

Автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУТП) верхнего (станционного) и нижнего (агрегатного) уровней, выполненные на базе программно-технических средств, должны совместно с

оперативным персоналом обеспечивать решение задач технологического управления гидроэлектростанцией (ГЭС или ГАЭС).

Основными задачами оперативно-диспетчерского управления при ликвидации технологических нарушений являются:

- предотвращение развития нарушений, исключение травмирования персонала и повреждения оборудования, не затронутого технологическим нарушением;
- быстрое восстановление энергоснабжения потребителей и нормальных параметров отпускаемой потребителям электроэнергии;
- создание наиболее надежной послеаварийной схемы;
- выяснение состояния отключившегося и отключенного оборудования и при возможности включение его в работу и восстановление схемы сети.

В процессе оперативного управления ГЭС существует ряд факторов повышающих риск возникновения аварийных ситуаций.

Таковыми факторами являются, в частности:

1. Многоцелевой характер управления, обусловленный большим количеством критериев, порой абсолютно противоречивых;
2. Динамичность процессов, протекающих на ГЭС. Она определяет постоянное изменение текущих ситуаций, что требует адекватной реакции систем управления;
3. Неполнота информационного описания, ее расплывчатость, а также присутствие субъективной интерпретации этой информации человеком.

Также не следует забывать, что само присутствие в контуре управления человека вносит еще как минимум 3 фактора:

1. Недостаток времени для принятия решения у человека;
2. Не коллективная, а личная ответственность человека за принятое решение;
3. Высокая как материальная, так и социальная плата за необоснованно принятое решение.

Все это приводит к тому, что в условиях ограниченного времени на принятие решения возрастает вероятность ошибочных действий со стороны оперативного персонала, что может закончиться принятием неэффективного, или даже опасного для нормальной эксплуатации станции, решения.

Установление степени аварийной опасности для заблаговременного предупреждения угроз аварий жизни и здоровью человека, имуществу и окружающей среде; разработка, плановая реализация и своевременная корректировка обоснованных рекомендаций по снижению риска аварий и мероприятий, направленных на снижение масштаба последствий аварии и

размера ущерба, нанесенного в случае аварии – все это необходимо для уменьшения риска ошибок при работе оперативного управления станции, а, следовательно, необходимо проводить анализ риска аварий.

9.3. Анализ риска аварийных ситуаций

Анализ риска аварий ГЭС является частью системного подхода к принятию организационно-технических решений, процедур и практических мер по предупреждению или уменьшению опасности аварий для жизни людей и их здоровья, ущерба имуществу и окружающей природной среде.

Методология анализа риска аварий сложных технических систем получила широкое распространение благодаря базе обширных данных об интенсивности отказов стандартных элементов и блоков технологического оборудования и систем противоаварийной защиты.

Особую сложность представляет анализ риска аварий ГЭС в результате человеческого фактора (ошибочные действия персонала, запаздывание, бездействие в аварийных ситуациях, ошибки изысканий, проектирования, строительства и т. д.), который не поддается сегодня аналитическому моделированию, но остается одной из главных причин аварий и неполадок.

Основная задача анализа риска аварий ГЭС заключается в использовании всей доступной информации для оценки вероятности (среднегодовой частоты) и последствий для отдельных людей, групп населения, имущества и окружающей природной среды. По результатам анализа риска при необходимости разрабатываются рекомендации по повышению уровня безопасности анализируемых станций.

Анализ риска в обязательном порядке включает три основных стадии:

1) идентификация опасностей - выявление всех возможных нежелательных явлений, процессов и событий, способных привести к аварии анализируемой станции; по результатам идентификации опасностей разрабатывается перечень возможных сценариев аварий,

2) анализ частоты - оценка (качественная и/или количественная) среднегодовой вероятности реализации выявленных на предыдущей стадии нежелательных явлений, процессов и событий, а также основных возможных сценариев аварий

3) анализ последствий - оценка (качественная и/или количественная) ущерба (вреда) от возможных аварий, наносимого персоналу объекта, населению, имуществу и окружающей природной среде.

Результаты анализа риска аварий й позволяют получить объективную информацию о состоянии ГЭС и уровне их безопасности, данные о наиболее

опасных процессах и воздействиях на сооружение, способных привести к его аварии, обоснованные рекомендации по уменьшению риска аварий.

Основные составляющие процедуры анализа и оценки риска аварий представлены на рисунке 9.2.

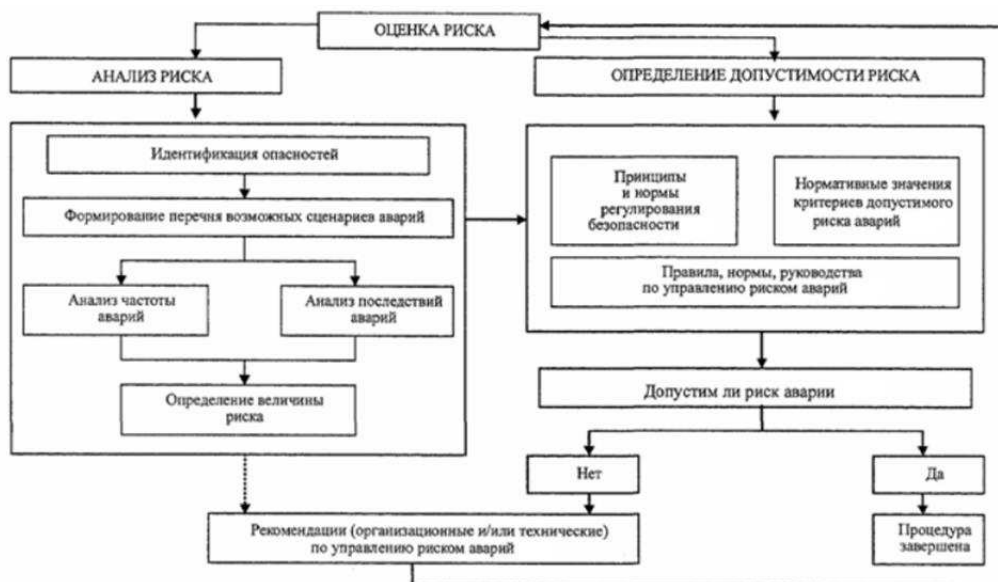


Рисунок 9.2 – Основные составляющие анализа и оценки риска аварий

9.4. Порядок проведения анализа риска аварий ГЭС

Для обеспечения качества и согласованности результатов процесс анализа риска аварий ГЭС должен включать следующие основные этапы:

1. организация и планирование работ;
2. идентификация опасностей;
3. оценка риска;
4. разработка рекомендаций по уменьшению риска.

На этапе организации и планирования работ по проведению анализа риска аварий необходимо:

- описать причины и проблемы, вызвавшие необходимость анализа риска ГЭС;
- определить объект исследования - анализируемое сооружение или природно-техническую систему, формируемую на базе ГЭС
- подобрать необходимую группу исполнителей для проведения анализа риска аварий
- определить и описать источники информации о ГЭС, территории его размещения, уровне его безопасности;

- указать ограничения исходных данных, финансовых ресурсов и других факторов, определяющих глубину, полноту и детальность процесса анализа риска аварий

- определить цели анализа риска аварий

- выбрать методы анализа риска с учетом целей исследования, объема и качества исходных данных, состава группы исполнителей и уровня их квалификации;

Идентификация опасностей должна включать следующие основные шаги:

- предварительный анализ опасностей; Это один из наиболее ответственных этапов анализа риска, поскольку не выявленные на данном этапе опасности не подвергаются дальнейшему рассмотрению

- разработка перечня возможных нежелательных процессов и событий, приводящих к аварии

- формирование перечня основных сценариев возникновения и развития аварий

- ранжирование основных сценариев возникновения и развития аварий по уровню риска для персонала объекта, населения, имущества и окружающей природной среды;

- выбор дальнейших направлений деятельности по анализу риска аварий

Основными задачами оценки риска аварий являются:

- оценка частот (среднегодовых вероятностей) возникновения и развития аварий ГЭС по всем основным сценариям, идентифицированным на стадии предварительного анализа опасностей (ПАО);

- оценка последствий возникновения и развития основных сценариев аварий ГЭС;

- обобщение полученных оценок.

Для оценки (количественной и/или качественной) ожидаемых частот аварий гидротехнических сооружений используются следующие подходы

- статистический, заключающийся в максимально полном использовании статистики аварий и неполадок, а также данных о надежности объектов-аналогов;

- графоаналитический, заключающийся в использовании логических методов анализа

- экспертный, заключающийся в выработке оценки путем учета мнений специалистов в данной области.

Собственно оценка риска - это процесс выработки решения, является ли определенный качественно или количественно риск аварий ГЭС допустимым, а меры контроля за безопасностью ГЭС - адекватными

Если риск опасного события, приводящего к аварии ГЭС, признан недопустимым, а меры контроля за уровнем безопасности станции - неадекватными, то на этапе оценки риска определяется характер дополнительных мер контроля состояния сооружения и уровня его безопасности.

9.5. Разработка рекомендаций по уменьшению риска

Рекомендации по уменьшению риска аварий разрабатываются на заключительном этапе анализа риска в случае, если вычисленный или качественно определенный риск опасных событий и процессов, приводящих к аварии на ГЭС, признан недопустимым и значимым по своим последствиям

Наиболее предпочтительны технические и организационные меры, поскольку социально-психологические меры не изменяют уровень риска и касаются только проблем его восприятия обществом.

Во всех случаях, где это возможно, меры уменьшения ожидаемой частоты аварий (активные меры управления риском) должны иметь приоритет над мерами уменьшения возможных последствий аварий (пассивные меры управления риском)

При обосновании и оценке эффективности предлагаемых мер по уменьшению риска рекомендуется придерживаться одной из двух альтернативных целей их оптимизации:

- при заданных средствах обеспечить максимальное снижение риска аварии на ГЭС;
- при минимальных затратах обеспечить снижение риска аварии на ГЭС до допустимого уровня.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе данного дипломного проекта были рассчитаны и определены основные элементы и параметры высоконапорной Абазинской ГЭС на реке Абакан, высотой 79,8 м, являющийся сооружением II класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для основного (0,1%-обеспеченность) и поверочного (0,01%-обеспеченность) случаев: $Q_{0,1\%}=1744,00$ м³/с, $Q_{0,01\%}=1963,00$ м³/с.

В ходе водно-энергетических расчетов на основе исходных данных по энергосистеме и гидрологических данных была найдена установленная мощность Абазинской ГЭС, а также определена зона ее работы в суточных графиках нагрузки для зимы и для лета. Установленная мощность составила $N_{уст}=480$ МВт. Также в ходе работы был определен УМО, отметка которого равна 521,6 м. Полезный объем при данных отметках НПУ 665,00 м и УМО составляет 3,58 км³. Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составила 1,4 млрд.кВт·ч.

На третьем этапе было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов проектируемой гидроэлектростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

- максимальный $-H_{max}=73,00$ м;
- расчетный $-H_{расч}=60,00$ м;
- минимальный $-H_{min}=51,00$ м.

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС Q_{max} , соответствующий расчетному напору, составляет 425,00 м³/с.

По результатам расчетов выбора турбин был определен оптимальный вариант с четырьмя гидроагрегатами, с диаметром рабочих колес 5,3 м (PO75–B–500).

По справочным данным для выбранной радиально-осевой турбины с синхронной частотой вращения 125 об/мин был выбран гидрогенератор СВ-1130/140-48 УХЛ4.

Следующим этапом был выбор структурной схемы ГЭС с единичными блоками, а также была принята схема распределительного устройства ОРУ–220кВ – "две рабочие системы шин". По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ–200000/220, трансформаторы собственных нужд ТСЗ–4000/35-У1 и ТСЗ–400/10.

Для генераторов, был выбран генераторный комплекс КАГ-20, производитель ОАО «Электроаппарат», который состоит из элегазового выключателя типа ВГГ-20, разъединителей, заземлителей, трансформаторов тока и напряжения.

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Компоновка гидроузла была принята приплотинная.

В состав сооружений входят:

- водосбросная бетонная плотина с поверхностным водосливом практического профиля;
- правобережная глухая и левобережная глухая бетонные плотины;

На следующем этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы – 53,90м;
- отметка подошвы водосливной плотины – 463 м;
- число водосливных отверстий – 3;
- отметка гребня – 541,83 м;

На водосливной части применяется способ отлета струи.

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном и особом сочетаниях нагрузок. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,22 для основного случая (нормативное значение для сооружений II класса – 1,20). Таким образом, плотина Абазинской ГЭС отвечает требованиям надежности. При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Плотина отвечает всем требованиям предусмотренными СНиП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГЭС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

– удельная себестоимость производства электроэнергии – 0,21 руб/кВт·ч.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СП 14.13330.2011 Строительство в сейсмичных районах. Актуализированная редакция СНиП II-7-81*. – Введ. 20.05.2011. – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 80 с.
2. СП 40.13330.2012 Плотины бетонные и железобетонные. Актуализированная редакция СНиП 2.06.06-85. – Введ. 01.01.2013. – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 67 с.
3. Затеева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС : учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затеева, Б. И. Силаев. – Саяногорск : СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
4. Типовые строительные конструкции, изделия и узлы серия 1.424.3 – 7. Строительные колонны одноэтажных производственных зданий, оборудованных мостовыми опорными кранами [Электронный ресурс] : введ. 01.05.1985 // Справочная проектировщика «DWG». – Режим доступа: <http://www.dwg.ru>.
5. Васильев, Ю. С. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть) : учебное пособие / Ю. С. Васильев, Г. А. Претро. – Ленинград : ЛГТУ, 1991. – 80 с.
6. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций : справочное пособие : в 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва : Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
7. ГОСТ 8339-84 Установки маслонапорные для гидравлических турбин. Технические условия. – Введ. 01.07.1985 – Москва : Стандартинформ, 2008. – 8 с.
8. 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.
9. 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.
10. 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.
11. ГОСТ 2.747-68 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Размеры условных графических обозначений. – Введ. 01.01.1971. – Москва : Стандартинформ, 2008. – 6 с.
12. ГОСТ 2.728-74 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Резисторы, конденсаторы. – Введ. 01.07.1975. – Москва : Стандартинформ, 2010. – 12 с.

13. Каталог «Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения класса напряжения 220кВ»[Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский трансформатор». – Режим доступа: <http://www.transformator.com>
14. Каталог «Сухие трансформаторы с литой изоляцией» [Электронный ресурс] // Компания «ЭТК Русский Трансформатор». – Режим доступа: <http://www.rus-trans.com>.
15. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей : учебное пособие для вузов / Д. Л. Файбисович. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва : Издательство НЦ ЭНАС, 2012. – 314 с.
16. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта. – Введ. 06.12.2007 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 20 с.
17. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Полимер Аппарат». – Режим доступа: <http://polymer-apparat.ru>.
18. Каталог «Оборудование воздушных линий 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Конденсатор». – Режим доступа: <http://www.kondensator.su>.
19. О безопасности гидротехнических сооружений[Электронный ресурс] :федер. закон от 23.12.2003 N 186-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
20. Правила устройства электроустановок : изд. 7. – Москва : ДЕАН, 2013. – 706 с.
21. Каталог «Продукция компании» [Электронный ресурс] // ЗАО группа компаний «ЭлектроЩит». – Режим доступа: <http://www.electroshield.ru>.
22. СП 38.13330.2012 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82*. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 112 с.
23. Большаков, В. А. Справочник по гидравлике : учебное пособие для вузов / В. А. Большаков, Ю. М. Константинов, В. Н. Попов, В. Ю. Даденков. – Киев : Головное издательство издательского объединения «Вища школа», 1977. – 280 с.
24. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 111 с.
25. СП 41.13330.2012 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.06.08-87. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 69 с.
26. Гидротехнические сооружения. Часть 2 : учебник для вузов / Л. Н. Рассказов [и др.]. – Москва : Издательство Ассоциаций строительных вузов, 2008. – 528 с.
27. Единые сценарные условиями ОАО «РусГидро» на 2017-2042гг. . – Введ. 31.03.2008 – Москва :«РусГидро», 2008 – 14 с.

28. Методические рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике. – Введ. 07.02.2000 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2010 – 58 с.

29. Справочник по гидравлическим расчётам/ Под редакцией П.Г. Киселёва. Изд. 4-е, перераб. И доп. М., «Энергия», 1972. 312 с. С ил.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Анализ исходных данных

Таблица А.1 – Ряд гидрологических наблюдений за рекой Абакан в период с 1940 г. по 1989 г.

Расходы в кубических метрах в секунду

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.} год
1940	32	27	23	192	571	958	419	372	315	250	189	53	283
1941	38	35	28	192	600	915	528	481	406	305	228	55	318
1942	34	31	33	141	810	1282	403	353	422	313	152	56	336
1943	30	23	20	129	713	552	425	442	377	251	142	43	262
1944	32	24	18	96	923	800	398	383	306	271	124	52	286
1945	39	37	33	140	638	1024	692	528	421	322	156	59	341
1946	35	27	23	334	1032	755	489	509	404	341	191	58	350
1947	36	40	36	312	992	1202	662	512	487	372	209	79	412
1948	25	16	12	183	841	625	561	409	330	241	139	42	285
1949	38	32	32	148	690	671	468	403	379	247	142	63	276
1950	37	31	26	126	1025	1096	586	520	400	297	163	50	363
1951	27	22	18	194	686	706	530	424	311	260	123	48	279
1952	24	18	17	146	641	554	328	273	272	213	87	41	218
1953	31	19	15	263	721	671	414	470	397	267	107	50	285
1954	33	25	20	131	547	429	305	322	272	202	112	57	205
1955	33	26	20	302	637	700	469	500	492	296	139	47	305
1956	32	29	27	161	834	519	361	428	445	263	108	58	272
1957	43	37	25	302	942	1342	692	552	482	372	202	62	421
1958	37	38	31	115	756	589	479	436	431	279	135	54	282
1959	34	28	23	109	881	767	379	328	413	280	112	52	284
1960	32	30	24	121	1014	708	379	401	364	253	122	44	291
1961	44	43	32	236	796	1392	703	503	407	352	135	69	393

Продолжение приложения А

Продолжение таблицы А.1

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср. год}
1962	32	22	18	92	821	638	416	395	300	219	84	48	257
1963	28	17	15	117	506	760	561	469	381	265	156	42	276
1964	30	23	17	123	831	1332	474	391	369	333	130	39	341
1965	48	20	11	115	736	676	419	380	399	255	130	41	269
1966	33	27	20	121	605	733	323	381	407	247	133	48	257
1967	25	20	18	139	744	811	450	367	278	212	83	50	266
1968	34	28	27	143	743	915	496	329	335	237	80	58	285
1969	37	38	31	283	758	732	507	523	482	271	90	53	317
1970	37	35	36	203	808	797	488	389	380	293	147	57	306
1971	57	39	36	147	920	639	463	345	282	236	120	68	279
1972	38	30	21	135	660	706	461	348	307	232	108	47	258
1973	47	48	46	218	412	482	333	327	344	200	99	59	218
1974	43	34	34	160	940	607	134	331	383	223	154	58	258
1975	35	28	43	261	1037	1182	555	512	417	229	98	62	372
1976	49	34	38	281	866	609	481	513	355	245	99	68	303
1977	29	21	19	201	700	1162	330	342	310	213	57	54	287
1978	44	10	1	240	977	874	316	319	304	237	142	51	293
1979	37	36	39	228	886	843	465	433	319	273	114	52	310
1980	37	34	32	322	1212	992	732	495	430	272	208	49	401
1981	25	23	30	156	706	713	540	364	310	206	80	38	266
1982	13	13	12	301	890	1088	502	400	332	243	146	48	332
1983	24	39	24	223	741	1232	317	313	348	237	142	53	308
1984	38	25	21	167	895	846	412	332	331	247	142	65	293
1985	27	13	11	212	663	550	393	398	242	183	111	55	238

Продолжение приложения А

Окончание таблицы А.1

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср. год}
1986	28	8	2	155	795	1032	408	335	308	216	219	80	299
1987	13	23	17	116	785	710	296	367	253	102	136	42	238
1988	42	39	30	178	893	537	463	270	290	191	196	29	263
1989	37	35	38	280	1066	738	363	516	342	212	202	73	325

Таблица А.2 – Данные для построения кривых обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов

Расходы в кубических метрах в секунду

m	P, %	Годы	Q _{ср. год}	Годы	Q _п	Годы	Q _м
1	2	1957	421	1957	802	1947	155
2	4	1947	412	1980	772	1957	149
3	6	1980	401	1947	771	1946	144
4	8	1961	393	1961	760	1980	136
5	10	1975	372	1975	741	1961	130
6	12	1950	363	1950	725	1941	126
7	14	1946	350	1964	679	1989	125
8	16	1964	341	1945	661	1955	123
9	18	1945	341	1942	654	1976	116
10	20	1942	336	1982	642	1970	115
11	22	1982	332	1946	638	1969	115
12	24	1989	325	1989	605	1945	112
13	25	1941	318	1969	600	1979	111
14	27	1969	317	1983	590	1982	111
15	29	1979	310	1979	589	1940	109
16	31	1983	308	1941	586	1942	109
17	33	1970	306	1986	576	1975	108
18	35	1955	305	1960	573	1953	107
19	37	1976	303	1970	572	1983	106
20	39	1986	299	1977	569	1950	104
21	41	1984	293	1976	565	1978	104
22	43	1978	293	1968	564	1973	102
23	45	1960	291	1984	563	1986	101
24	47	1977	287	1944	562	1974	101
25	49	1944	286	1955	560	1984	101
26	51	1953	285	1978	558	1988	101
27	53	1968	285	1959	554	1971	100
28	55	1948	285	1948	553	1949	100

Продолжение приложения А

Окончание таблицы А.2

m	P, %	Годы	Qср. год	Годы	Qп	Годы	Qм
29	57	1959	284	1958	538	1964	99
30	59	1940	283	1963	535	1951	99
31	61	1958	282	1953	535	1958	98
32	63	1971	279	1951	531	1956	97
33	65	1951	279	1967	530	1948	94
34	67	1963	276	1971	530	1963	91
35	69	1949	276	1940	527	1943	91
36	71	1956	272	1981	527	1959	91
37	73	1965	269	1949	522	1966	90
38	75	1967	266	1965	522	1960	89
39	76	1981	266	1956	517	1965	89
40	78	1988	263	1962	514	1944	88
41	80	1943	262	1943	502	1985	87
42	82	1974	258	1972	496	1972	87
43	84	1972	258	1988	491	1968	87
44	86	1962	257	1966	490	1977	85
45	88	1966	257	1987	482	1954	83
46	90	1987	238	1974	479	1981	80
47	92	1985	238	1985	449	1967	78
48	94	1973	218	1952	414	1952	78
49	96	1952	218	1973	380	1962	74
50	98	1954	205	1954	375	1987	64

Продолжение приложения А

Таблица А.3 – Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году

№	Qбыт	Qисп	Qлед	Qф	Qшл	Qпол	Qхс	Qвхк	Qвдх	Q	Q НБ	V нач	ΔV	Vк	Z ВБ	Z ВБ	Z ВБ	Z НБ	Н	N	N гар
X	107	1,1	0	2	12	92	0	212	106	198	212	7,443	0,284	7,159	540,0	539,1	539,5	466,4	72,4	125	вхк
XI	143	1,4	5	2	0	135	0	106	22	157	159	7,159	0,059	7,100	539,1	538,9	539,0	466,1	72,2	98	98
XII	44	0,4	5	2	0	37	0	106	433	469	471	7,100	1,159	5,940	538,9	534,6	536,7	467,8	68,2	278	278
I	14	0,1	5	2	0	7	0	106	511	517	519	5,940	1,368	4,572	534,6	526,8	530,7	468,1	61,8	278	278
II	24	0,2	5	2	0	17	0	106	178	195	197	4,572	0,477	4,095	526,8	523,3	525,1	466,3	58,0	98	98
III	18	0,2	0	2	0	16	0	106	88	104	106	4,095	0,236	3,859	523,3	521,6	522,5	465,7	56,0	51	вхк
IV	122	1,2	-8	2	12	115	0	106	-23	92	106	3,859	-0,062	3,921	521,6	522,0	521,8	465,7	55,3	44	вхк
V	777	7,8	-12	2	12	767	0	212	-569	198	212	3,921	-1,524	5,445	522,0	532,1	527,1	466,4	59,9	103	вхк
VI	703	7,0	0	2	12	682	0	212	-484	198	212	5,445	-1,296	6,741	532,1	537,7	534,9	466,4	67,8	117	вхк
VII	293	2,9	0	2	12	276	0	212	-78	198	212	6,741	-0,209	6,950	537,7	538,4	538,1	466,4	71,0	122	вхк
VIII	363	3,6	0	2	12	346	0	212	-148	198	212	6,950	-0,396	7,347	538,4	539,7	539,1	466,4	71,9	124	вхк
IX	250	2,5	0	2	12	234	0	212	-36	198	212	7,347	-0,096	7,443	539,7	540,0	539,8	466,4	72,7	125	вхк

Таблица А.4 – Сработка водохранилища в средневодном году по способу 1

Продолжение приложения А

№	Qбыт	Qисп	Qлед	Qф	Qшл	Qпол	Qхс	Qвхк	Qвдх	Q	Q НБ	V нач	ΔV	Vк	Z ВБ	Z ВБ	Z ВБ	Z НБ	Н	N	N гар
X	278	2,8	0	2	12	261	0	212	106	367	381	7,443	0,284	7,159	540,0	539,1	539,5	467,4	71,4	228	вхк
XI	152	1,5	5	2	0	143	0	106	22	166	168	7,159	0,059	7,100	539,1	538,9	539,0	466,1	72,2	104	98
XII	52	0,5	5	2	0	44	0	106	433	477	479	7,100	1,159	5,940	538,9	534,6	536,7	467,9	68,1	283	278
I	32	0,3	5	2	0	25	0	106	511	535	537	5,940	1,368	4,572	534,6	526,8	530,7	468,1	61,8	288	278
II	28	0,3	5	2	0	21	0	106	178	199	201	4,572	0,477	4,095	526,8	523,3	525,1	466,3	58,0	100	98
III	19	0,2	0	2	0	17	0	106	88	105	107	4,095	0,236	3,859	523,3	521,6	522,5	465,7	56,0	51	вхк
IV	274	2,7	-8	2	12	265	0	106	-23	242	256	3,859	-0,062	3,921	521,6	522,0	521,8	466,7	54,4	115	вхк

Окончание таблицы А.4

№	Qбыт	Qисп	Qлед	Qф	Qшл	Qпол	Qхс	Qвхк	Qвдх	Q	Q НБ	V нач	ΔV	Vк	Z ВБ	Z ВБ	Z ВБ	Z НБ	Н	N	N гар
V	780	7,8	-12	2	12	770	0	212	-569	201	215	3,921	-1,524	5,445	522,0	532,1	527,1	466,4	59,9	105	ВХК
VI	711	7,1	0	2	12	690	0	212	-484	206	220	5,445	-1,296	6,741	532,1	537,7	534,9	466,4	67,7	121	ВХК
VII	330	3,3	0	2	12	313	0	212	-78	235	249	6,741	-0,209	6,950	537,7	538,4	538,1	466,6	70,7	144	ВХК
VIII	410	4,1	0	2	12	392	0	212	-148	244	258	6,950	-0,396	7,347	538,4	539,7	539,1	466,7	71,6	152	ВХК
IX	350	3,5	0	2	12	333	0	212	-36	297	311	7,347	-0,096	7,443	539,7	540,0	539,8	467,0	72,1	186	ВХК

Таблица А.5 – Сработка водохранилища в маловодном году по способу 2

№	Qбыт	Qисп	Qлед	Qф	Qшл	Qпол	Qхс	Qвхк	Qвдх	Q	Q НБ	V нач	ΔV	Vк	Z ВБ	Z ВБ	Z ВБ	Z НБ	Н	N	N гар
X	278	2,8	0	2	12	261	0	212	106	367	381	7,443	0,284	7,159	540,0	539,1	539,5	467,4	71,4	228	ВХК
XI	152	1,5	5	2	0	143	0	106	13	156	158	7,159	0,035	7,124	539,1	539,0	539,1	466,1	72,3	98	98
XII	52	0,5	5	2	0	44	0	106	423	467	469	7,124	1,133	5,991	539,0	534,8	536,9	467,8	68,3	278	278
I	32	0,3	5	2	0	25	0	106	488	513	515	5,991	1,307	4,684	534,8	527,5	531,1	468,0	62,4	278	278
II	28	0,3	5	2	0	21	0	106	170	191	193	4,684	0,455	4,229	527,5	524,3	525,9	466,3	58,9	98	98
III	19	0,2	0	2	0	17	0	106	138	155	157	4,229	0,370	3,859	524,3	521,6	522,9	466,0	56,2	76	ВХК
IV	274	2,7	-8	2	12	265	0	106	-35	230	244	3,859	-0,094	3,953	521,6	522,3	521,9	466,6	54,6	109	ВХК
V	780	7,8	-12	2	12	770	0	212	-565	205	219	3,953	-1,513	5,466	522,3	532,2	527,2	466,4	60,1	107	ВХК
VI	711	7,1	0	2	12	690	0	212	-475,5	214	228	5,466	-1,274	6,740	532,2	537,7	535,0	466,5	67,7	126	ВХК
VII	330	3,3	0	2	12	313	0	212	-84,5	228	242	6,740	-0,226	6,966	537,7	538,5	538,1	466,6	70,8	141	ВХК
VIII	410	4,1	0	2	12	392	0	212	-148	244	258	6,966	-0,396	7,363	538,5	539,7	539,1	466,7	71,7	152	ВХК
IX	350	3,5	0	2	12	333	0	212	-30	303	317	7,363	-0,080	7,443	539,7	540,0	539,8	467,0	72,1	190	ВХК

Продолжение приложения А

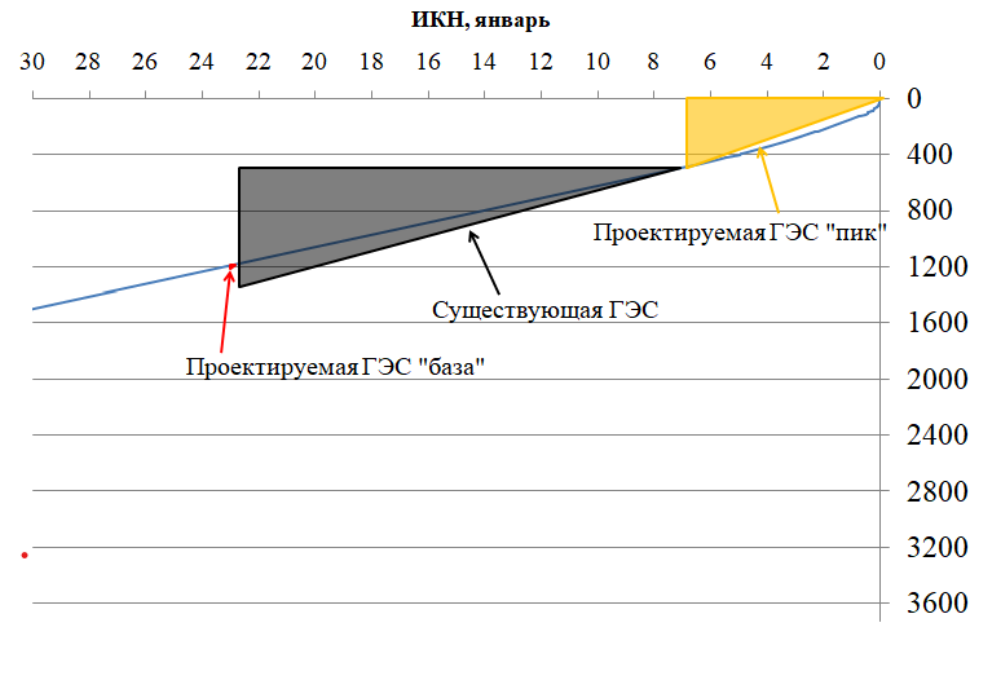
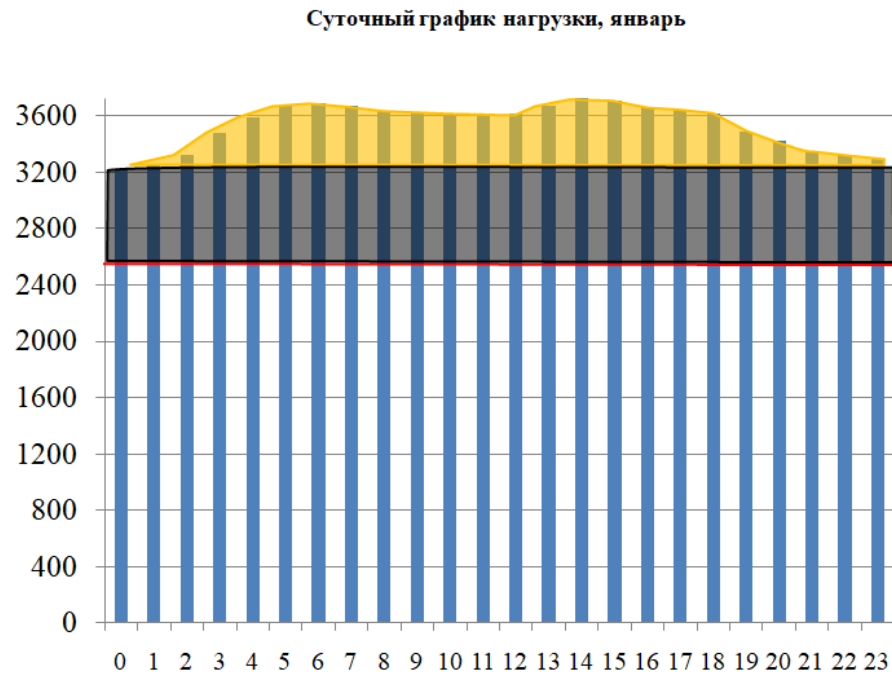


Рисунок А.1 – Интегральная кривая нагрузки энергосистемы для зимнего периода

Окончание приложения А

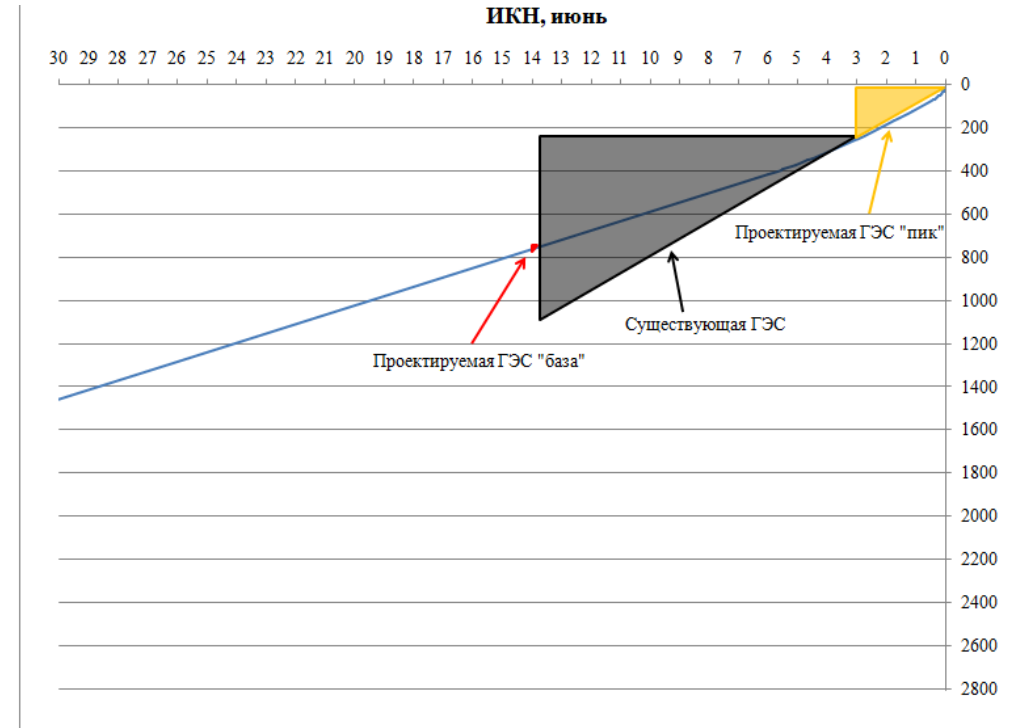
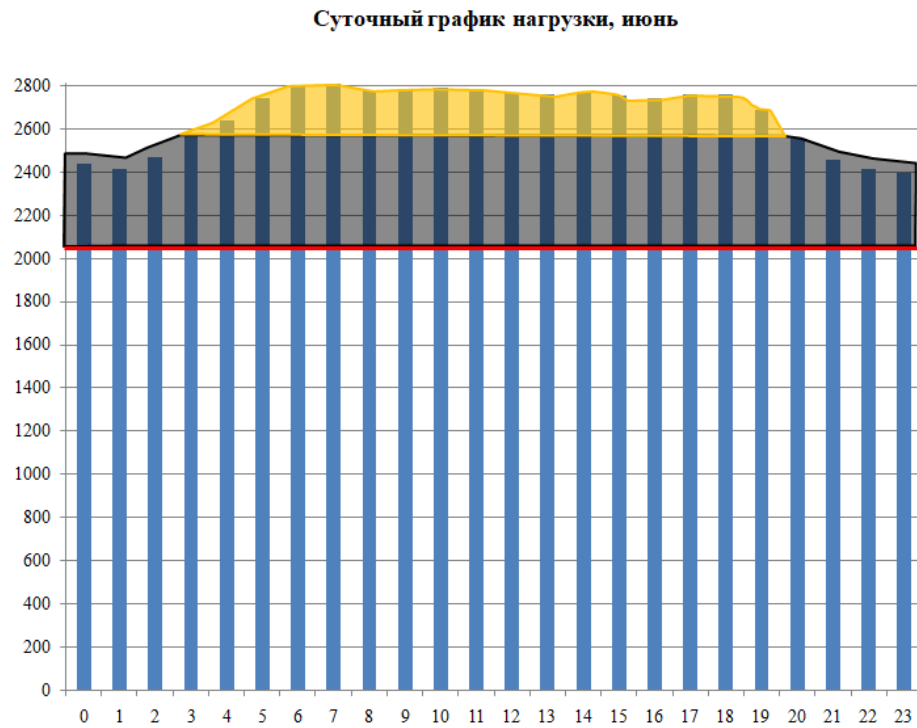


Рисунок А.2 – Интегральная кривая нагрузки энергосистемы для летнего периода

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Основное и вспомогательное оборудование

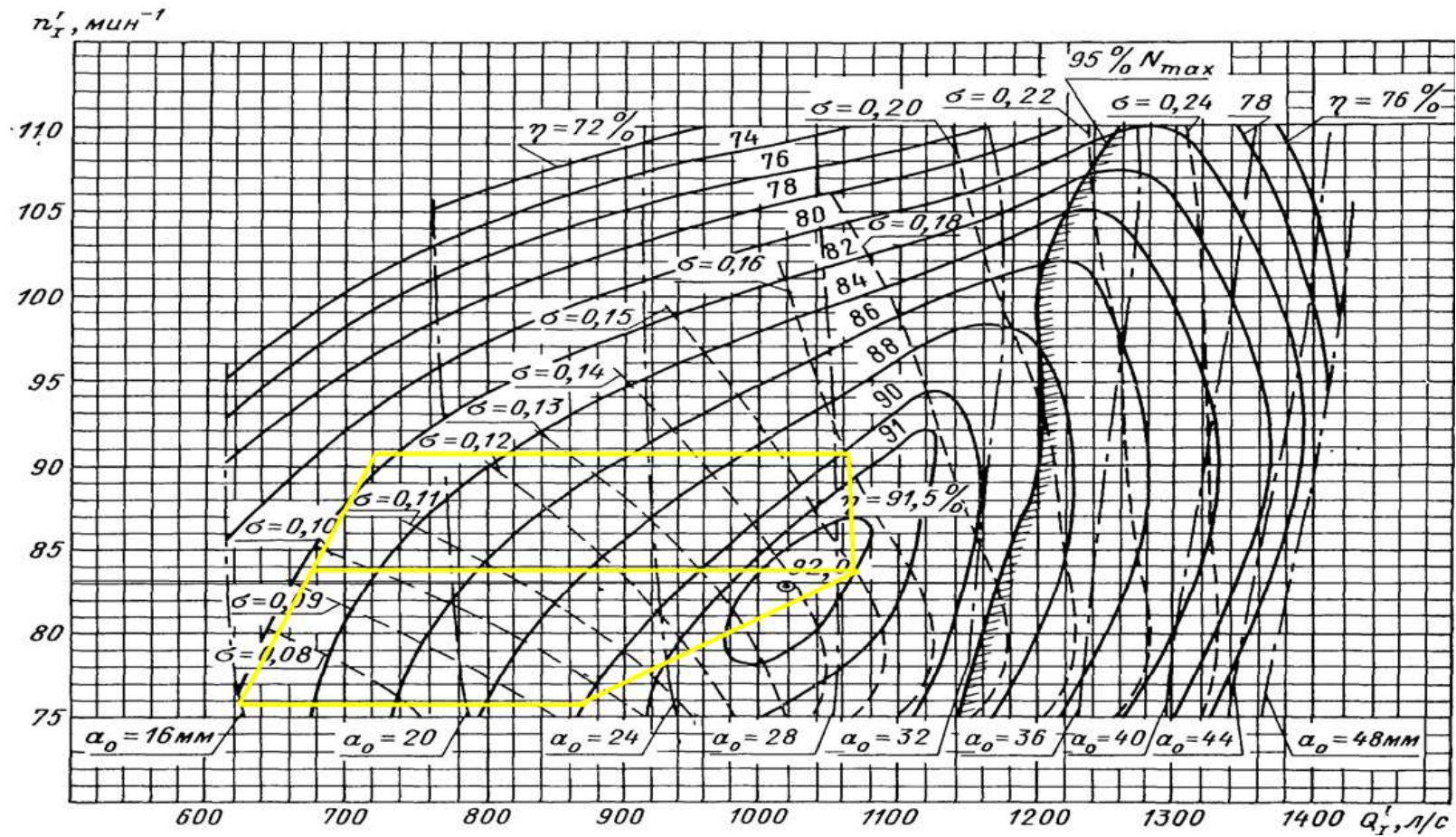


Рисунок Б.1 – Построение рабочей зоны

Окончание приложения Б

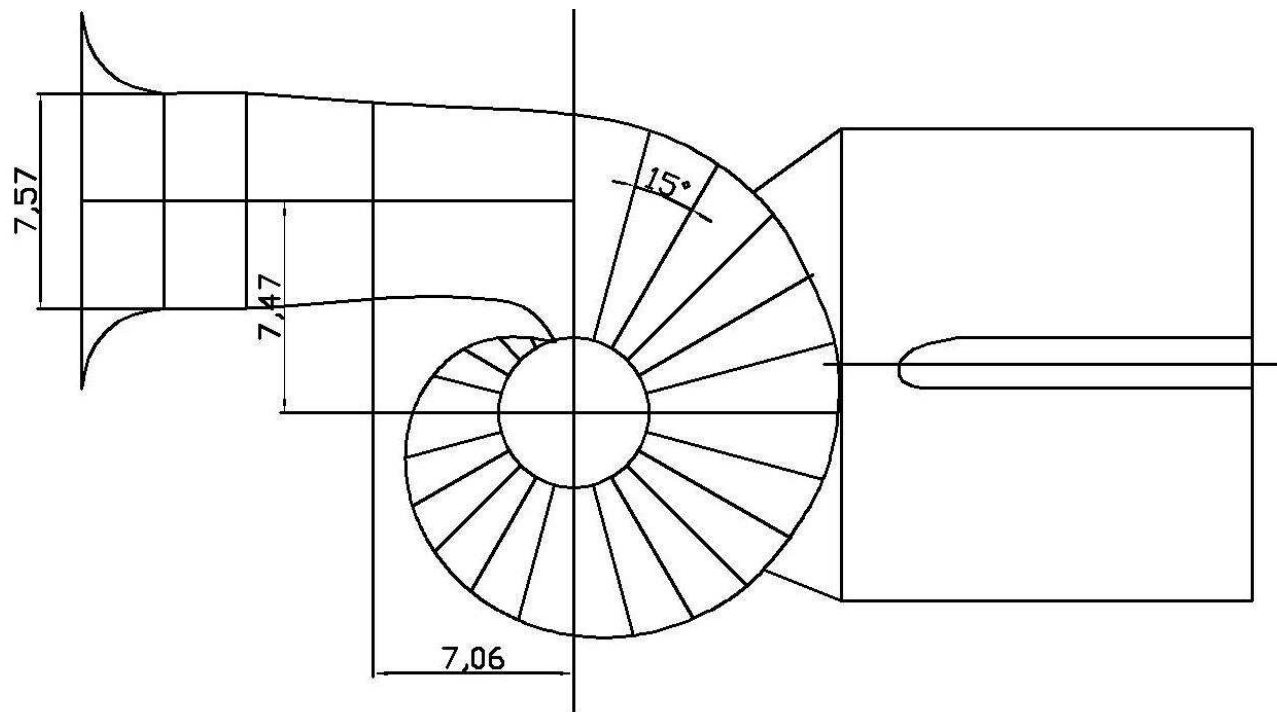
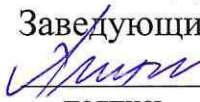


Рисунок Б.2 – План металлической спиральной камеры

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

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

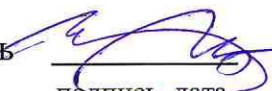

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
 А.А. Ачитаев
подпись

« 2 » 07 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ АБАЗИНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ АБАКАН.
МЕТОДОЛОГИЯ ОЦЕНКИ РИСКОВ ОПЕРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ
ГЭС В АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЯХ**

Руководитель	 подпись, дата	Начальник ОС Филиала ПАО «РусГидро» - - «Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожного» должность	<u>И.Ю. Погоняйченко</u> инициалы, фамилия
Выпускник	 подпись, дата		<u>К.И. Лопошниченко</u> инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Абазинской ГЭС на реке Абакан. Методология оценки рисков оперативного управления ГЭС в аварийных ситуациях».

Консультанты по
разделам:

Консультант руководителя БР

Митч 2 02.10
подпись, дата

А.А. Ахитаев
инициалы, фамилия

Водно - энергетические расчёты

Зайт 29.06.20
подпись, дата

Е.Ю. Зайтеева
инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

Митч 02.07.20
подпись, дата

А.В. Мамиткина
инициалы, фамилия

Электрическая часть

Митч 2 07.20
подпись, дата

А.А. Ахитаев
инициалы, фамилия

Устройства РЗА

Ш -
подпись, дата

А.В. Шифаев
инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения
гидроузла

Зайт 02.07.20
подпись, дата

В.Б. Зайтеев
инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная
безопасность.

ТД
подпись, дата

В.И. Татарников
инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

Ш 2.07.20
подпись, дата

В.А. Кадиев
инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

Митч 02.07.20
подпись, дата

В.В. Манасова
инициалы, фамилия

Нормоконтролер

Митч 02.07.20
подпись, дата

А.А. Забанда
инициалы, фамилия