

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

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 И.Ю. Погоняйченко

подпись

« 15 » 06 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ САРЛЫКСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ КАТУНЬ.
РАСЧЕТНОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ УВЕЛИЧЕНИЯ
НОМИНАЛЬНОЙ МОЩНОСТИ ГИДРОАГРЕГАТОВ СШГЭС С 640
МВт ДО 680 МВт ОТНОСИТЕЛЬНО РЕЖИМА РАБОТЫ ГЕНЕРАТОРА
СВФ1-1285/275-42УХЛ4**

Руководитель

 13.06.18
подпись, дата

Инженер 1 категории ОС
Филиала ПАО «РусГидро» -
- «Саяно-Шушенская ГЭС
имени П.С. Непорожного»

должность

Ю.А. Мальцев
инициалы, фамилия

Выпускник

 13.06.18
подпись, дата

А.А. Лопошниченко
инициалы, фамилия

Саяногорск 2018

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Сарлыкской ГЭС на реке Катунь. Расчетное обоснование возможности увеличения номинальной мощности гидроагрегатов СШГЭС с 640 МВт до 680 МВт относительно режима работы генератора СВФ1-1285/275-42УХЛ4».

Консультанты по
разделам:

Водно - энергетические расчёты


подпись, дата

Е.Ю. Затеева
инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование


подпись, дата


А.В. Масленникова
инициалы, фамилия

Электрическая часть


подпись, дата

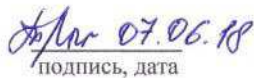
И.Ю. Погонайченко
инициалы, фамилия

Устройства РЗА


подпись, дата

С.В. Казанцев
инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения
гидроузла


подпись, дата

Т.А. Лобкина
инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная
безопасность. Охрана окружающей
среды


подпись, дата

И.Ю. Погонайченко
инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели


подпись, дата

В.В. Лапасова
инициалы, фамилия

Нормоконтролер


подпись, дата

А.А. Гайдукова
инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

Сокращённый паспорт Сарлыкской 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.....	17
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	44
4.5	Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания	45
4.5.1	Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в РУ ВН в программном комплексе «RASTRWIN 3».....	46
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 и проверка коммутационных аппаратов на напряжении 0,4 кВ....	51
4.10	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_0)).....	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 ($Z_1 <$), ($Z_2 <$)	65
5.3.7	Защита от перегрузки обмотки ротора	68
5.4	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор	70
5.5	Таблица уставок и матрица отключений защит	70
5.5.1	Таблица уставок	70
5.5.2	Матрица отключений.....	71
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 водосливного 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	86
6.3.3	Быки.....	87
6.3.4	Устои	87
6.3.5	Галереи в теле плотины	87
6.3.6	Дренаж тела бетонной плотины	88
6.4	Элементы подземного контура плотины	88
6.4.1	Цементационная завеса	88
6.4.2	Дренаж.....	89
6.5	Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины	90
6.5.1	Определение основных нагрузок на плотину	90
6.5.1.1	Вес сооружения.....	90
6.5.1.2	Сила гидростатического давления воды	91
6.5.1.3	Равнодействующая взвешивающего давления	91
6.5.1.4	Волновое воздействие	91
6.5.1.5	Фильтрационные расчёты	92
6.5.1.6	Давление грунта	92
6.5.2	Расчёт прочности плотины	93
6.5.3	Критерии прочности плотины	96
6.5.4	Расчёт устойчивости плотины.....	97
7	Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды	99
7.1	Безопасность гидротехнических сооружений.....	99
7.2	Охрана труда.....	99
7.3	Пожарная безопасность	102
7.4	Охрана природы	104
8	Технико-экономические показатели	105
8.1	Оценка объёмов реализации электроэнергии	105
8.1.1	Текущие расходы на производство электроэнергии	105
8.1.2	Налоговые расходы.....	108
8.2	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности	108
8.3	Оценка инвестиционного проекта.....	109
8.3.1	Методология и исходные данные, оценка инвестиционного проекта	109
8.3.2	Коммерческая эффективность проекта.....	110
8.3.3	Бюджетная эффективность	111
8.4	Анализ чувствительности инвестиционного проекта	111
9	Расчетное обоснование возможности увеличения номинальной мощности гидроагрегатов СШГЭС с 640 МВт до 680 МВт относительно режима работы генератора СВФ1-1285/275-42УХЛ4..	114
9.1	Общие сведения.....	114

9.2 Перечень расчетов в части гидрогенератора, необходимых для обоснования увеличения номинальной мощности гидроагрегатов Саяно-Шушенской ГЭС	115
9.3 Результаты расчетов проведенных для гидрогенератора СШГЭС.....	115
9.4 Результаты расчета токов короткого замыкания	117
9.4.1 3-х фазное КЗ на шинах 500 кВ	117
9.4.2 3-х фазное КЗ на генераторном напряжении 15,75 кВ.....	118
9.4.3 Однофазное замыкание на землю на шинах 500 кВ.....	120
9.5 Результаты расчетов электрических параметров генерирующего тракта СШГЭС	120
9.5.1 Главные силовые трансформаторы	121
9.5.2 Комплекс элегазового генераторного выключателя	122
9.5.3 Токопроводы экранированные	122
9.5.4 Трансформаторы тока в главных выводах генераторов	123
9.5.5 Высоковольтные одножильные кабели 500 кВ	124
9.6 Выводы.....	125
Заключение	126
Список использованных источников	128
Приложение А-В	131-142

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ САРЛЫКСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки..... Катунь;
2. Местонахождение ГЭС Республика Алтай;
3. Тип проектируемой установки ГЭС;
4. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний 210 м³/с;
 - б) всех турбин 425 м³/с;
 - в) максимальный с обеспеченностью: 1% 1220 м³/с;
0,1% 1457 м³/с;
0,01% 1670 м³/с;
 - г) минимальный 34 м³/с;
5. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока годовой;
 - б) отметка: НПУ 665 м;
ФПУ 666,50 м;
УМО 645,52 м
 - в) объемы:
полный 7 км³;
полезный 2,5 км³;
6. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный 71,00 м;
 - б) расчетный 58,20 м;
 - в) минимальный 48,00 м;
7. Энергетические характеристики:
 - а) мощность:
установленная 230 МВт;
гарантированная 120 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка энергии 1,0 млрд. кВт·ч;
8. Размеры плотины (общая длина / максимальная высота):
 - а) левобережная глухая 258 м / 79,8 м;
 - б) правобережная глухая 138 м / 77,8 м;
 - в) водосливная 33 м / 79,8 м;
 - г) стационарная 60 м / 79,8 м;
9. Водосбросные сооружения
 - а) тип поверхностный водослив;
 - б) число и размер пролетов 3 пролета по 9 м;
 - в) общая длина 33 м;
 - г) максимальная высота 79,8 м;
10. Здание ГЭС:
 - а) тип здания приплотинный;
 - б) число агрегатов 2;
 - б) грунты в основании скала (диорит);
 - в) тип спиральной камеры круглая металлическая;

- г) тип отсасывающей трубы изогнутая;
- 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 200000/110-У1;

12. Технико-экономические показатели:

- а) себестоимость энергии 28 коп/кВт·ч;
- б) показатели эффективности: НПВ 5610 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

Катунь – река в республике Алтай и Алтайском крае, левая составляющая Оби. Длина 688 км. Площадь бассейна 60 900 км². Катунь берёт начало на южном склоне Катунского хребта у г. Белухи у ледника Геблера.

1.1 Природные условия

1.1.1 Климат

Климат континентальный. Средняя температура января -18 °С, июля +18,9 °С. Годовое количество атмосферных осадков 520 мм. Температура воды в Катунь не поднимается выше 13–15°С даже в июле.

В окрестностях п. Чемал часто наблюдаются фены - теплые сухие ветры с гор, поэтому температура января в среднем около -16 °С, а во второй половине марта на дне долины и южных склонах окружающих хребтов сходит снежный покров.

1.1.2 Гидрологические данные

Исток реки находится на южном склоне Катунского хребта у г.Белухи у ледника Геблера. В бассейне Катунь насчитывается более 800 ледников общей площадью 625 тыс. км², поэтому ледниковое питание Катунь играет существенную роль. Средний годовой расход воды у населённого пункта Сростки (53 км от устья) 626 м³/с. Замерзает в верховьях в декабре, в низовьях в конце ноября, вскрывается в первой половине апреля. Ряд гидрологических наблюдений за рекой Катунь за период 1938-1987гг. представлен в приложении А, таблица А.1.

Среднемноголетний сток:

$$\bar{W}_{\text{многолетний}} = \bar{Q}_{\text{многолетний}} \cdot t = 210 \cdot 31536000 = 6,7 \text{ км}^3, \quad (1.1)$$

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 рисунке 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	
$z_{\text{ВБ}}, \text{ м}$	$W, \text{ км}^3$	$z_{\text{НБ}}, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	$z_{\text{НБ}}, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$
592	0,00	592	0	592	0

Окончание таблицы 1.1

Кривая связи верхнего бьефа		Кривая связи нижнего бьефа			
		зимняя		летняя	
$z_{ВБ}, м$	$W, км^3$	$z_{НБ}, м$	$Q, м^3/с$	$z_{НБ}, м$	$Q, м^3/с$
602	0,5	592,5	20	592,5	30
610	1,0	593	45	593	70
615	1,5	593,5	75	593,5	110
620	1,9	594	105	594	155
622	2,0	594,5	140	594,5	200
626	2,5	595	180	595	250
632	3	595,5	230	595,5	305
634	3,2	596	290	596	385
637	3,5	596,5	360	596,5	500
640	4	597	470	597	680
650	5	597,5	700	597,5	900
660	6				
665	7				

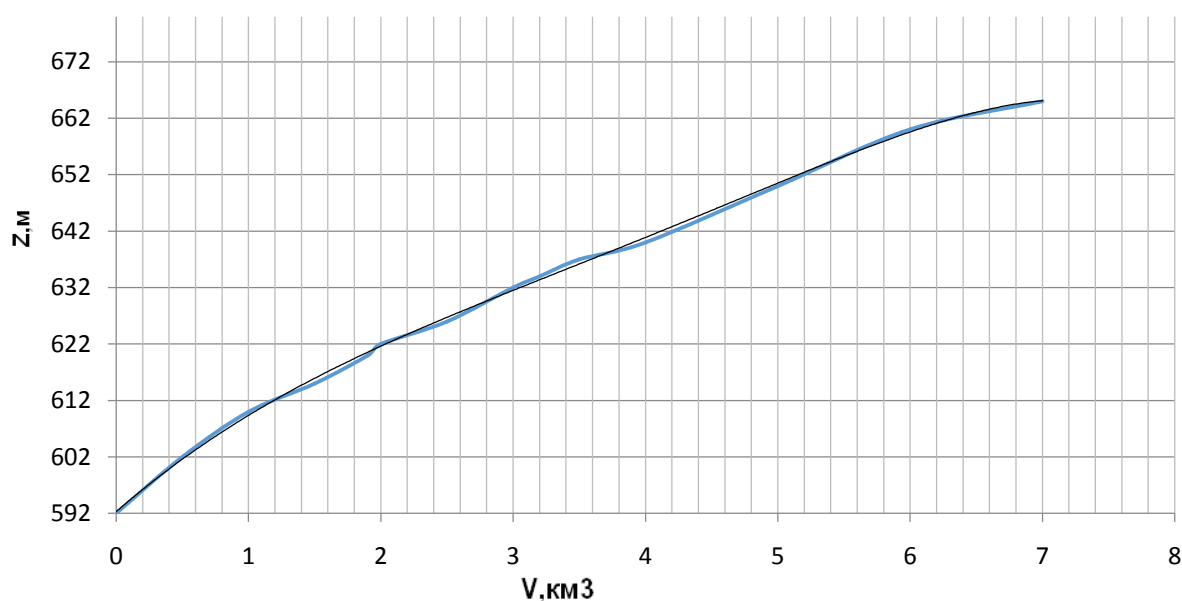


Рисунок 1.1 – Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа

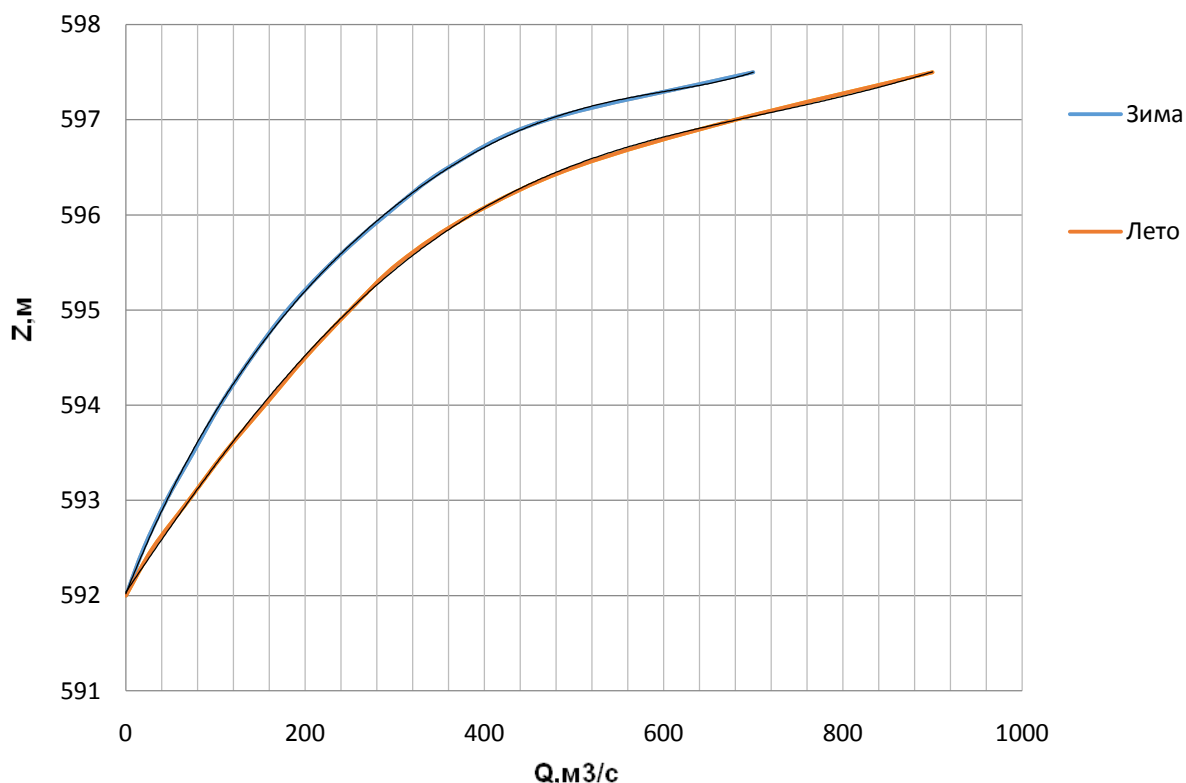


Рисунок 1.2 – Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа

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
$Q_{\text{испар}}$, куб.м/сек	5	5	5	5	5	5	9	9	5	5	5	5
$Q_{\text{лед}}$, куб.м/сек	17	17	17	-52	-52	-	-	-	-	-	17	17
$Q_{\text{фильтрация}}$, куб.м/сек	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
$Q_{\text{ВХК}}$, куб.м/сек	90	90	90	110	110	110	110	110	110	110	90	90
$Q_{\text{сан.попуск}}$, куб.м/сек	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45

1.1.3 Инженерно-геологические условия

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

В основании реки Катунь – 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 Сарлыкской ГЭС при вероятности возможного превышения 1% равна 6 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 Сарлыкской ГЭС не наблюдалось землетрясений более 6 баллов.

1.2 Аналоги проектируемого гидроузла

В ходе проектирования были выбраны в качестве аналогов следующие станции:

– Гоцатлинская ГЭС – в турбинно-генераторной части.

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 -VIII месяцы; к периоду межени IX - 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.

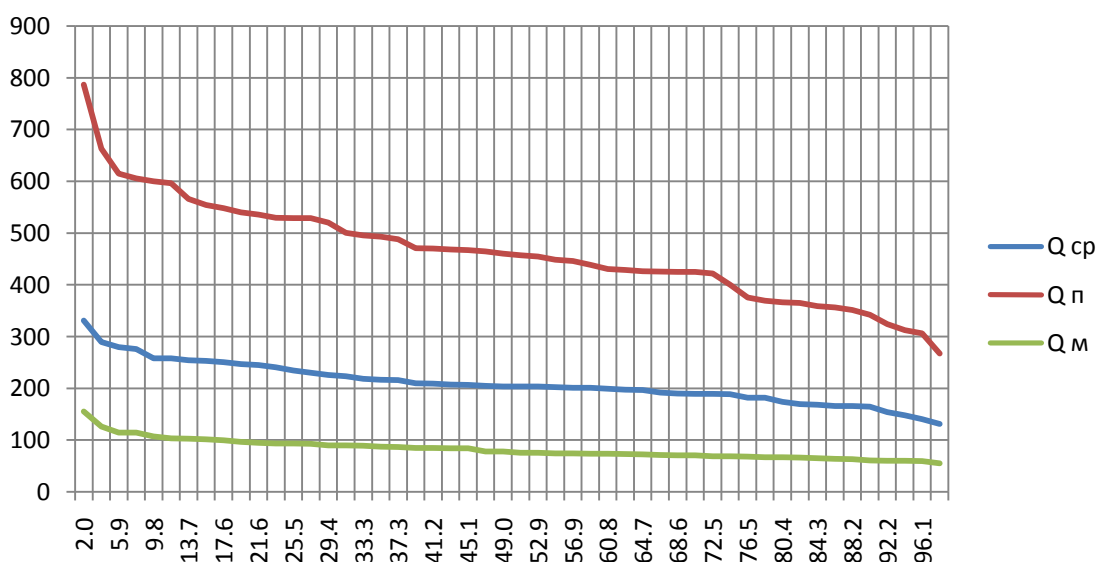


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности

Выбор расчётного года (P=50%): по кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайшие годы справа и слева от расчетной обеспеченности 50%: 1955 и 1946 гг.

Коэффициенты приведения по межени и половодью для 1955г.:

$$K_M = \frac{Q_{\text{баз м}}}{Q_{M1955}} = \frac{77}{76} = 1,01, \quad (2.2)$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{баз п}}}{Q_{\Pi1955}} = \frac{459}{460} = 0,99, \quad (2.3)$$

Коэффициенты приведения по межени и половодью для 1946г.:

$$K_M = \frac{Q_{\text{баз м}}}{Q_{M1946}} = \frac{77}{93} = 0,83, \quad (2.4)$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{баз п}}}{Q_{\Pi1946}} = \frac{459}{425} = 1,08. \quad (2.5)$$

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 1955 г.

Выбор расчётного года (P=90%): по кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайшие годы справа и слева от расчетной обеспеченности 90%: 1959 и 1969 гг.

Коэффициенты приведения по межени и половодью для 1959г.:

$$K_M = \frac{Q_{\text{баз м}}}{Q_{M1959}} = \frac{60}{60} = 1,0, \quad (2.6)$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{баз п}}}{Q_{\Pi1959}} = \frac{342}{333} = 1,02. \quad (2.7)$$

Коэффициенты приведения по межени и половодью для 1969г.:

$$K_M = \frac{Q_{\text{баз м}}}{Q_{M1969}} = \frac{60}{65} = 0,92, \quad (2.8)$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{баз п}}}{Q_{\Pi1969}} = \frac{333}{365} = 0,91. \quad (2.9)$$

За расчётный год принимаем 1959 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

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
без прив.	33	37	40	98	423	670	473	275	167	103	74	52
с прив.	33	37	40	98	419	663	468	272	167	103	74	52
с кор.	33	37	40	98	423	670	473	275	167	103	74	52

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

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
без прив.	31	30	35	61	415	433	300	219	137	84	65	40
с прив.	32	31	36	62	415	433	300	219	140	86	66	41
с кор.	31	30	35	61	415	433	300	219	137	84	65	40

Гидрографы маловодного и средневодного года представлены на рисунке 2.2.

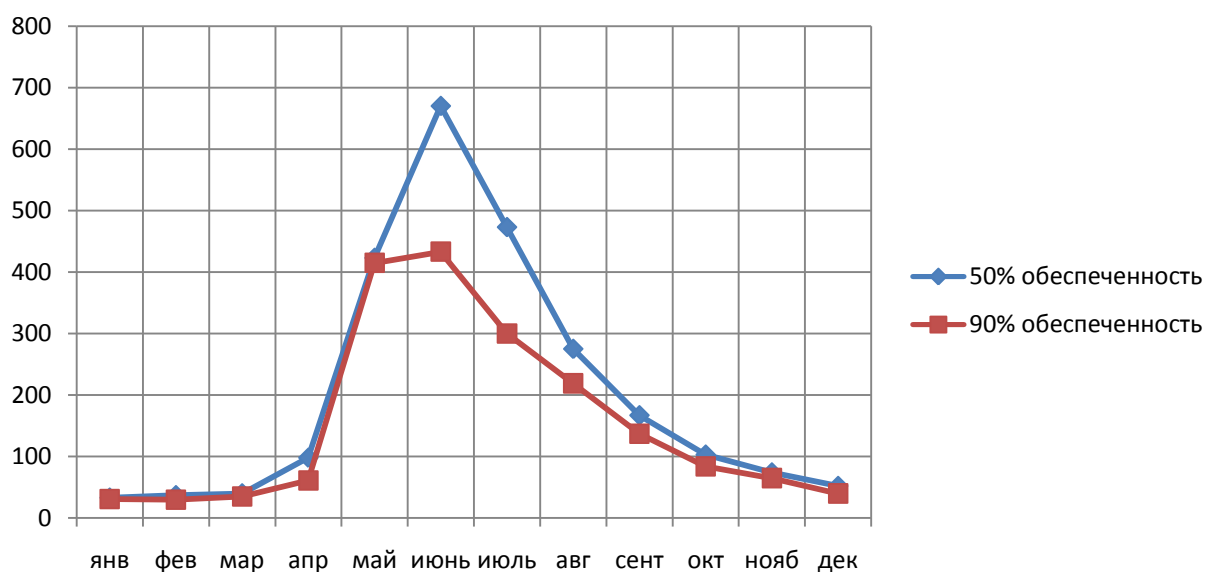


Рисунок 2.2 – Гидрографы маловодного и средневодного года

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:

$$\bar{Q} = \frac{\sum Q_i}{n} = \frac{34095}{50} = 681,9 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (2.10)$$

где n – объём выборки (ряд лет).

Коэффициент вариации или изменчивости находится по формуле:

$$C_v = \sqrt{\frac{\sum(k-1)^2}{n}}, \quad (2.11)$$

где K_i - модульный коэффициент, который определяется по формуле:

$$k = \frac{Q_n}{Q_{\text{ср}}}. \quad (2.12)$$

Коэффициент асимметрии определяется по формуле:

$$C_s = \frac{\sum(k-1)^3}{C_v^3 \cdot n}. \quad (2.13)$$

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	5,05	1,449	2,449	1670
0,1	3,96	1,137	2,137	1457
1	2,75	0,789	1,789	1220

2.3 Построение суточных графиков нагрузки и интегральная кривая нагрузки энергосистемы

Используя план генерации и потребления для Алтайского 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	$\Delta P, МВт$	$\Delta P \cdot t, МВт \cdot ч$	$\Sigma P, МВт$	$\Sigma \mathcal{E}, млн. кВт \cdot ч$
1	1208	17	17	17	0,017
2	1191	16	32	33	0,050
3	1175	2	5	35	0,055
4	1173	37	148	72	0,202
5	1136	0	2	72	0,204
6	1136	0	1	73	0,205
7	1136	9	61	81	0,266
8	1127	23	182	104	0,448
9	1104	15	138	119	0,586
10	1089	2	20	121	0,605
11	1087	11	119	132	0,725
12	1076	2	20	134	0,744
13	1075	26	344	160	1,089
14	1048	0	0	160	1,089
15	1048	43	638	203	1,726
16	1006	37	586	239	2,312
17	969	40	679	279	2,991
18	929	19	348	299	3,339
19	910	33	633	332	3,972
20	876	9	178	341	4,150
21	867	6	134	347	4,284
22	861	5	118	353	4,401
23	856	0	0	353	4,401
24	856	856	20538	1208	24,939

Таблица 2.5 – Данные для построения ИКН летних суток

$\Delta t, ч$	Мощность потребления, ранжированная, МВт	$\Delta P, МВт$	$\Delta P \cdot t, МВт \cdot ч$	$\Sigma P, МВт$	$\Sigma \mathcal{E}, млн. кВт \cdot ч$
1	833	4	4	4	0,004
2	829	24	49	28	0,053
3	805	7	20	35	0,073
4	798	8	33	43	0,106
5	790	2	11	46	0,117
6	787	5	28	50	0,145
7	783	1	4	51	0,149
8	782	3	27	54	0,176

Окончание таблицы 2.5

Δt , ч	Мощность потребления, ранжированная, МВт	ΔP , МВт	$\Delta P \cdot t$, МВт·ч	ΣP , МВт	$\Sigma \mathcal{E}$, млн.кВт·ч
9	779	0	0	54	0,176
10	779	5	46	59	0,222
11	774	8	87	67	0,309
12	766	0	4	67	0,313
13	766	0	4	67	0,318
14	766	8	111	75	0,428
15	758	23	338	98	0,766
16	735	49	780	146	1,546
17	686	12	210	159	1,756
18	674	36	646	195	2,402
19	638	2	42	197	2,444
20	636	13	261	210	2,705
21	623	0	0	210	2,705
22	623	9	189	219	2,894
23	614	0	0	219	2,894
24	614	614	14742	833	17,636

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:

$$P_t^{max} = a + b \cdot (30^0 \cdot t - 15^0), \quad (2.14)$$

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

$$a = \frac{P_{зим}^{max} + P_{лет}^{max}}{2} = 941,9, \quad (2.15)$$

$$b = \frac{P_{зим}^{max} - P_{лет}^{max}}{2} = 164,2, \quad (2.16)$$

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

Среднемесячные нагрузки энергосистемы рассчитываем аналогично:

$$P_t^{cp} = a + b \cdot (30^0 \cdot t - 15^0), \quad (2.17)$$

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)	1101	1058	984	899	826	783	783	826	899	984	1058	1101
Pt(ср.мес)	1031	993	926	848	781	742	742	781	848	926	993	1031

Годовой график максимальных и среднемесячных нагрузок представлен на рисунке 2.3.

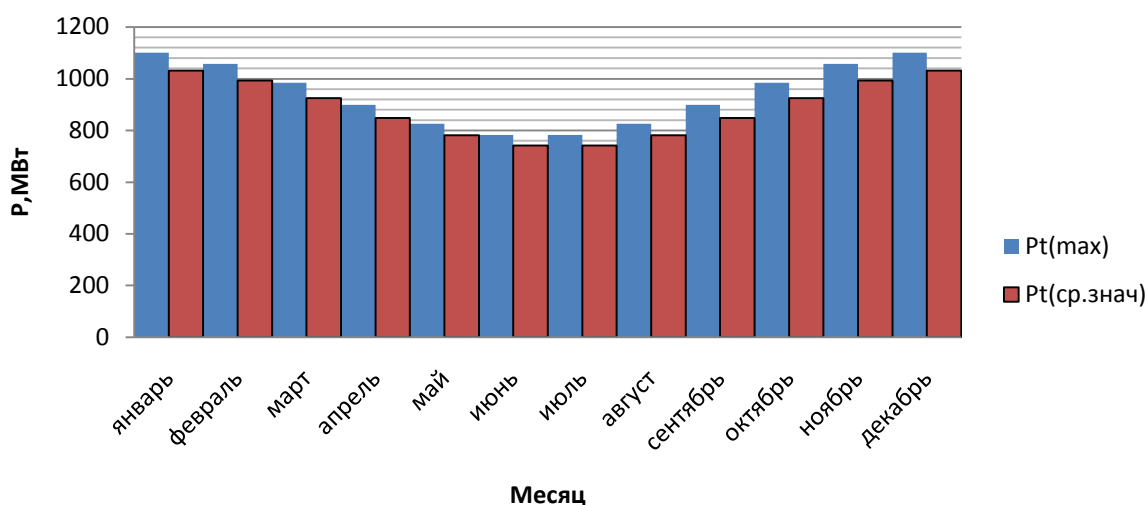


Рисунок 2.3 – Годовой график максимальных и среднемесячных нагрузок

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:

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

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

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

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

$$H_{ГЭС}^{ПОДВ} = Z_{ВВ} - Z_{НБ}(Q_{НБ}(t)) - \Delta h, \quad (2.19)$$

где $Z_{ВБ}$ - отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке НПУ=665м;

$Z_{НБ}(Q_{НБ}(t))$ – 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:

$$N_{ВХК} = k_N \cdot Q_{ВХК} \cdot H_{ГЭС}^{подв}, \quad (2.20)$$

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	31	8	665	592	72	5
2	30	7	665	592	72	5
3	35	12	665	592	72	8
4	61	106	665	592	71	67
5	415	461	665	592	68	280
6	433	427	665	592	68	260
7	300	290	665	592	69	179
8	219	209	665	592	69	130
9	137	131	665	592	70	83
10	84	78	665	592	71	50
11	65	42	665	592	72	27
12	40	17	665	592	72	11

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	31	90	665	594	71	57
2	30	90	665	594	71	57
3	35	90	665	594	71	57
4	61	110	665	594	71	70
5	415	110	665	594	71	70
6	433	110	665	594	71	70
7	300	110	665	594	71	70
8	219	110	665	594	71	70
9	137	110	665	594	71	70
10	84	110	665	594	71	70
11	65	90	665	594	71	57
12	40	90	665	594	71	57

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 Красноярской ГЭС. Покрытие годового графика среднемесячных нагрузок энергосистемы (маловодный год) представлено на рисунке 2.4.

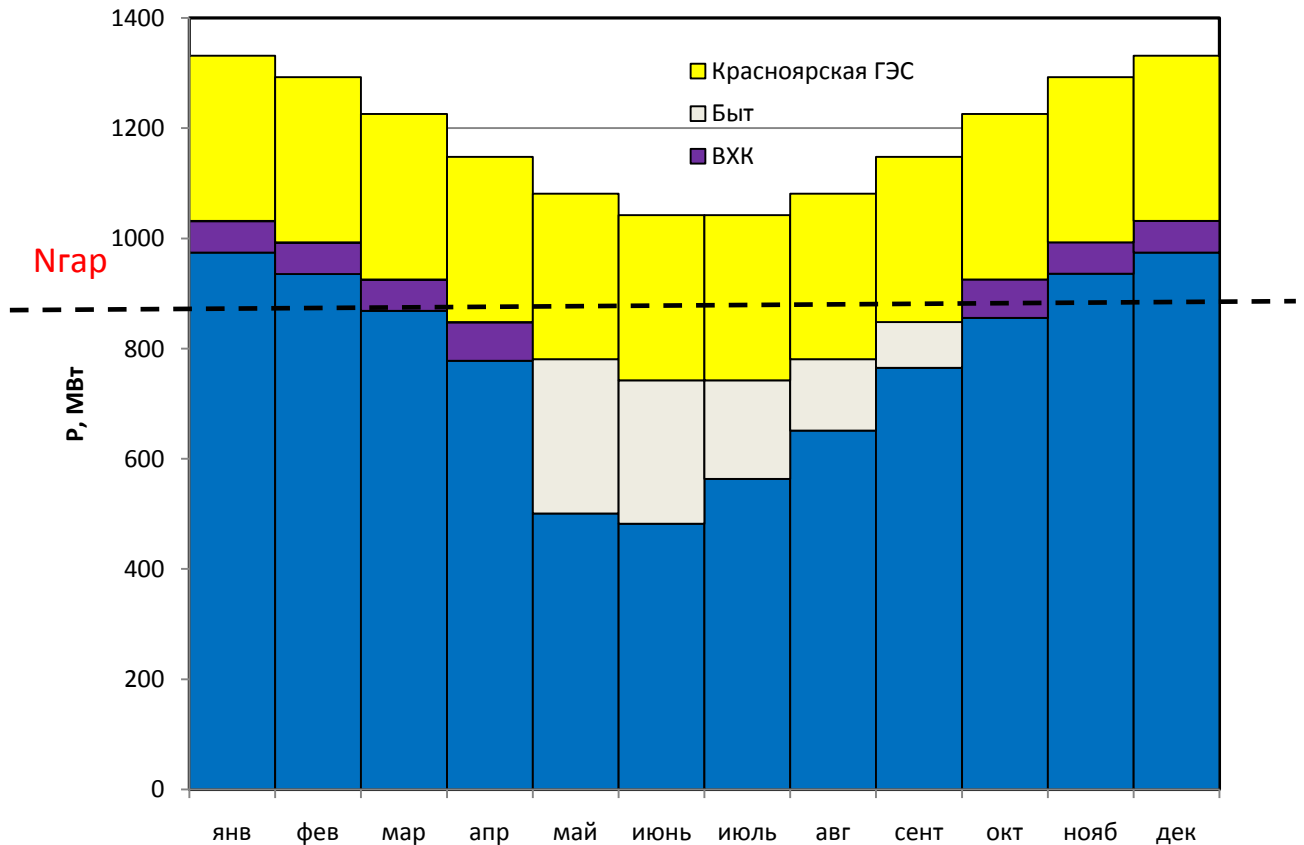


Рисунок 2.4 – Баланс энергии

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.

$$N_{\text{изл}} = \sum N_{\text{быт}} - \sum N_{\text{вхк}} = 1106 - 3775 = 331 \text{ MWt} \quad (2.21)$$

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. В результате гарантированная мощность января и декабря составляет 160 MWt, ноября и февраля 120 MWt.

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% $H_{\max}^{пов}$ (по требованиям нормальной работы турбинного оборудования ГЭС).

Расчёт начинаем с момента, когда водохранилище наполнено, то есть, с отметки НПУ=665 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 $\sum \mathcal{E} = 0,995$ млрд кВт·ч. При сработке по отметкам равной $\sum \mathcal{E} = 1,0$ млрд кВт·ч. Таким образом, из двух вариантов принимаем наибольшую выработку и объявляем её среднемноголетней. $\mathcal{E}_{\text{ср.многолетн.}} = 1,0$ млрд кВт·ч.

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

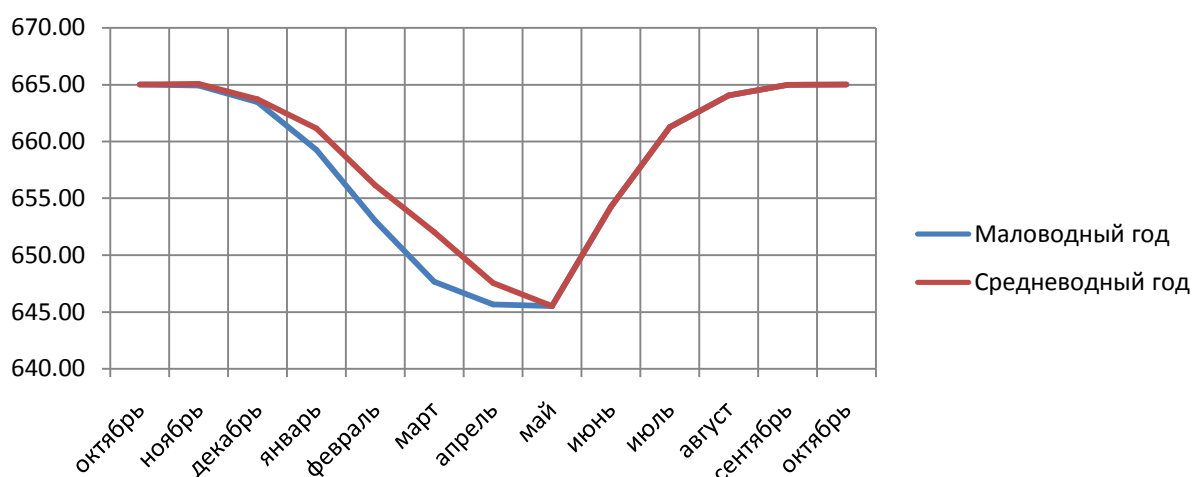


Рисунок 2.6 – График сработки и наполнения водохранилища

2.7 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов

Нагрузочный резерв составляет 2,0 % от максимальной мощности энергосистемы, аварийный резерв составляет 8% от максимальной мощности энергосистемы.

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

$$N_{уст}^{гэс} = N_{выт.раб.}^{гэс} + N_{рез}^{нагр} \quad (2.22)$$

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 $N_{выт.раб.}^{гэс} = 210$ МВт.

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

$$N_{рез.с-мы}^{нагр} = \frac{N_{max}^{с-мы}}{100\%} \cdot 2\% = \frac{1100 \text{ МВт}}{100\%} \cdot 2\% = 20 \text{ МВт} \quad (2.23)$$

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

Таким образом, установленная мощность проектируемой будет равна:

$$N_{уст}^{гэс} = 230 \text{ МВт.}$$

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.

Ремонтные мощности в данной таблице рассчитываются следующим образом:

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$N_{рем}^{пр.ГЭС} = \frac{1 \cdot N_{уст}^{пр.ГЭС}}{4} = \frac{230}{4} = 60 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год} \quad (2.24)$$

Ремонтная площадь существующих ГЭС:

$$N_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{сущ.ГЭС}}}{4} = \frac{300}{4} = 75 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год} \quad (2.25)$$

Ремонтная площадь ТЭС:

$$N_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot \frac{1}{2} + \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot 1 = \frac{650}{4} + \frac{650}{2} = 490 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год} \quad (2.26)$$

Баланс мощности для энергосистемы республики Алтай представлен на рисунке 2.7.

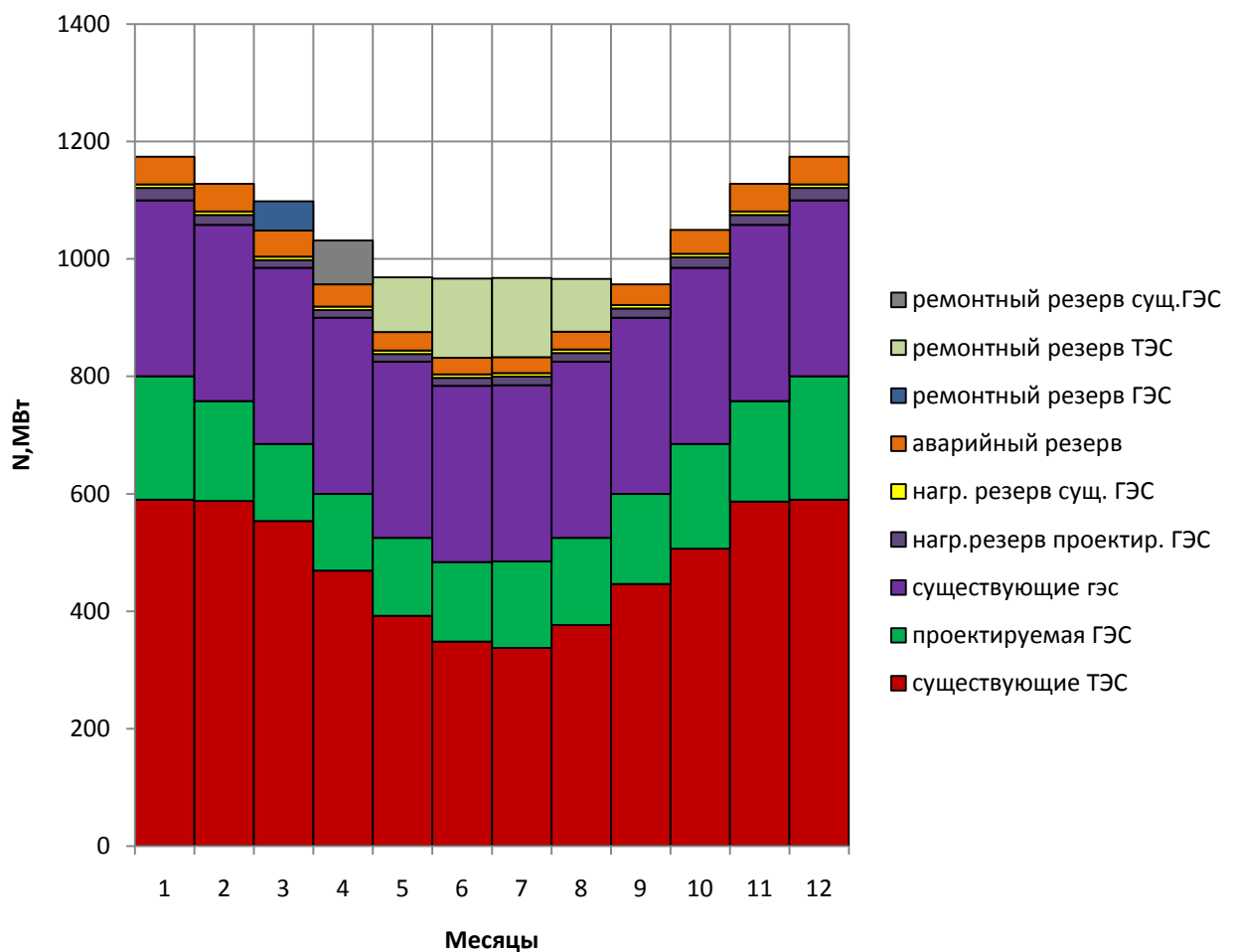


Рисунок 2.7 – Баланс мощности

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 $Q_{сан.поп.}=45 \text{ м}^3/\text{с}$), 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 $H_{\min} = 48 \text{ м}$, что нам дает возможность применения этой турбины.

Таблица 3.1 – Результаты расчёта режимного поля проектируемой станции

Кривые связи нб для летних и зимних условий			линия огр. по Q сан.попуск		Напорные характеристики		
Qнб	знб зима	знб лето	H	Q	H НПУ	H УМО	H звб1
0	592,0	592,0	100	45	72,3	52,8	63,4
20	592,5	592,5	0	45	71,8	52,3	62,9
45	593,0	593,0	-	-	71,3	51,8	62,4
75	593,5	593,5	-	-	70,8	51,3	61,9
105	594,0	594,0	-	-	70,3	50,8	61,4
140	594,5	594,5	-	-	69,8	50,3	60,9
180	595,0	595,0	-	-	69,3	49,8	60,4
230	595,5	595,5	-	-	68,8	49,3	59,9
290	596,0	596,0	-	-	68,3	48,8	59,4
360	596,5	596,5	-	-	67,8	48,3	58,9

Окончание таблицы 3.1

Линия ограничения по расчетной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
Н	Q	Н	Q
72,0	355,3	60,0	444,1
70,0	365,5	58,0	436,6
68,0	376,2	56,0	429,0
66,0	387,6	54,0	421,3
64,0	399,7	52,0	413,4
62,0	412,6	50,0	405,4
60,0	426,4	48,0	397,2
58,0	441,1	46,0	388,8
56,0	456,9	44,0	380,3
54,0	473,8	42,0	371,6

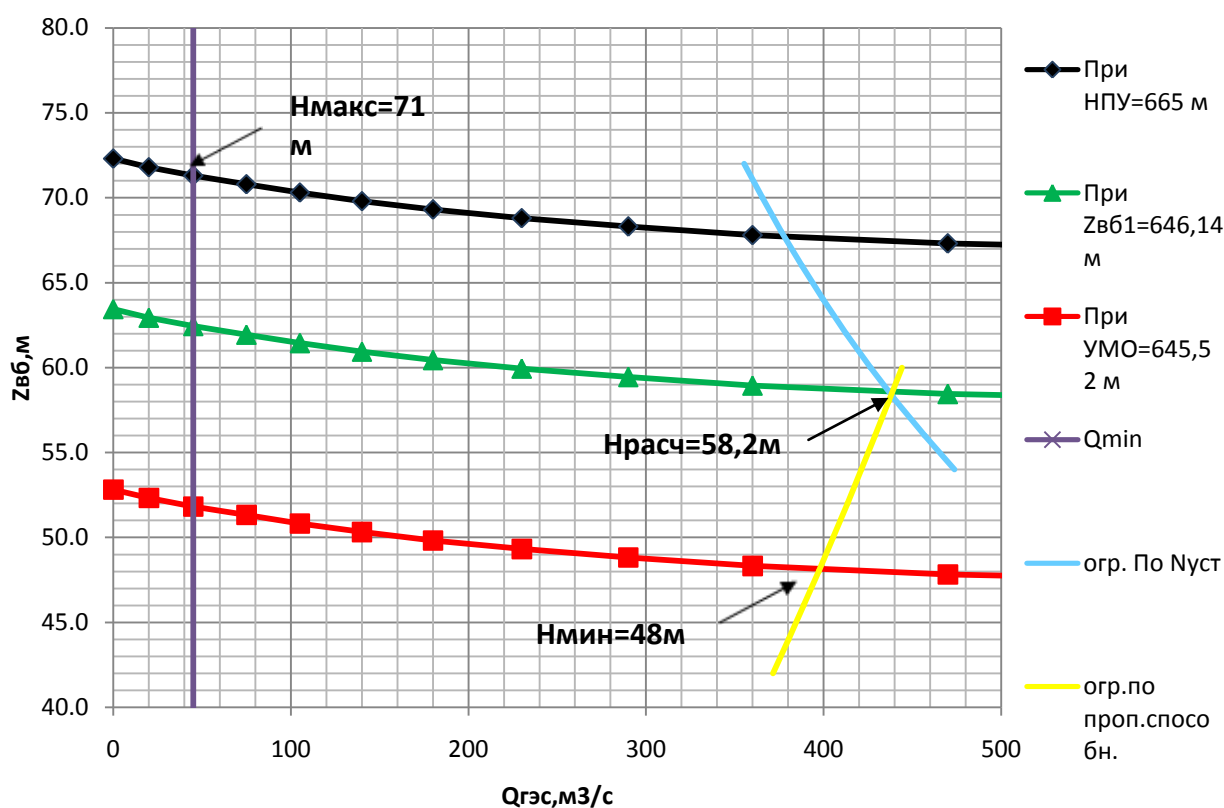


Рисунок 3.1 – Режимное поле Сарлыкской ГЭС

Из построенного режимного поля определяем:

- максимальный напор. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу: $H_{макс} = 71$ м;
- максимальный расход. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора: $Q_{макс} = 439$ м³/с;

– расчётный напор. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора: $H_p = 58,2$ м;

– минимальный напор. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС: $H_{min} = 48$ 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
$\eta_{м\ opt}$	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
$t_{мод}, °C$	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:

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

где Q'_I – приведенный расход в расчетной точке;

η_z – средний КПД генератора (предварительно принимается $\eta_z = 0,97$).

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов находится по формуле:

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

где $N_{ГЭС}^{уст} = 230$ 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:

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

- для приведенной минимальной частоты вращения:

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

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

$D_{1м}, м$	4	4,75	5	5,6	6	6,3
η_T	0,929	0,931	0,931	0,932	0,933	0,933
$N_a^*, МВт$	73495	103804	115071	144490	165968	183056
$Z_a^*, шт$	3,13	2,22	1,99	1,59	1,39	1,27
$Z_a, шт$	4	3	2	2	2	2
$N_a, МВт$	57500	76666,7	115000	115000	115000	115000
Δ	1,043	1,045	1,045	1,046	1,047	1,047
$n_c^*, об/мин$	161,7	136,2	129,5	115,7	107,9	102,9
$n_c, об/мин$	166,7	136,4	125	125	115,4	107,1
$n'_{max}, об/мин$	77,5	75,2	72,6	81,2	80,3	78,3
$n'_p, об/мин$	85,6	83,1	80,1	89,7	88,7	86,4
$n'_{min}, об/мин$	94,2	91,5	88,3	98,8	97,7	95,2
$Q_1 \cdot \eta_T, H_p$	0,851	0,804	1,089	0,868	0,756	0,686
$Q_1 \cdot \eta_T, H_{max}$	0,631	0,596	0,808	0,644	0,561	0,509
$Q'_I, \frac{м^3}{с} (H_{max})$	0,327	0,231	0,209	0,167	0,145	0,131
$Q'_I, \frac{м^3}{с} (H_{min})$	0,398	0,282	0,254	0,203	0,176	0,160

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

$D_{1м}, м$	3,15	3,75	4	4,5	5,3	6,3
η_T	0,938	0,939	0,940	0,940	0,942	0,943
$N_a^*, МВт$	49930	70864	80669	102190	141930	200796
$Z_a^*, шт$	4,61	3,25	2,85	2,25	1,62	1,15
$Z_a, шт$	6	4	3	3	2	2
$N_a, МВт$	38333,3	57500	76666,7	76666,7	115000	115000
Δ	1,034	1,035	1,036	1,037	1,038	1,039
$n_c^*, об/мин$	209,3	176	165	146,7	124,7	104,9
$n_c, об/мин$	214,3	187,5	166,7	150	125	107,1
$n'_{max}, об/мин$	78,8	82,0	77,8	78,7	77,2	78,5
$n'_p, об/мин$	87,1	90,6	85,9	86,9	85,2	86,7
$n'_{min}, об/мин$	95,8	99,7	94,6	95,7	93,8	95,5
$Q_1 \cdot \eta_T, Н_p$	0,914	0,968	1,134	0,896	0,969	0,686
$Q_1 \cdot \eta_T, H_{max}$	0,679	0,718	0,842	0,665	0,719	0,509
$Q'_1, \frac{м^3}{с} (H_{max})$	0,529	0,372	0,328	0,259	0,187	0,132
$Q'_1, \frac{м^3}{с} (H_{min})$	0,644	0,454	0,399	0,315	0,227	0,161

Предварительно принимается турбина РО75 – В; $D_1 = 5,0$ м, $Z_a = 2$.

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'_1 , 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–5000 представлено на рисунке (приложение Б, рисунок Б.1).

3.2 Гидротурбины и их проточная часть

Полученный приведенный расход переводится в расчётный расход.

$$Q_{\max} = Q'_I \cdot (D_1)^2 \cdot \sqrt{\Delta \cdot H_{\max}} = 1,08 \cdot (5)^2 \cdot \sqrt{1,045 \cdot 71} = 174,43 \text{ м}^3/\text{с} \quad (3.12)$$

$$Q_p = Q'_I \cdot (D_1)^2 \cdot \sqrt{\Delta \cdot H_p} = 1,09 \cdot (5)^2 \cdot \sqrt{1,045 \cdot 58,2} = 212,51 \text{ м}^3/\text{с} \quad (3.13)$$

$$Q_{\min} = Q'_I \cdot (D_1)^2 \cdot \sqrt{\Delta \cdot H_{\min}} = 0,81 \cdot (5)^2 \cdot \sqrt{1,045 \cdot 48} = 191,22 \text{ м}^3/\text{с} \quad (3.14)$$

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	594,92	595,33	595,11

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:

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

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;
 $\Delta Z_{х.плл} = \frac{b_0}{2}$ – разность отметок характерных плоскостей;
 σ – коэффициент кавитации.

Найденные высоты отсасывания сведены в таблицу 3.6.

Таблица 3.6 – Значения высот отсасывания.

Q' в Q	191,22	212,51	174,43
∇Z	594,92	595,33	595,11
H _s	-1,43	1,12	6,23

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} = -1,425 м.

3.2.2 Выбор отметки установки рабочего колеса

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

$$\nabla Z_{рк} = Z_{нб}(Q_{нб}) + H_s = 594,92 - 1,425 = 593,90 \text{ м.} \quad (3.16)$$

Найденные отметки установки РК сведены в таблицу 3.7.

Таблица 3.7 – Значения отметок установки РК.

H _s	-1,43	1,12	6,23
$\nabla Z_{рк}$	593,90	596,45	601,56

В результате сравнения полученных высот отсасывания принимаем максимальное заглубление рабочего колеса $\nabla PK = 593,90$ м, при соответствующей высоте отсасывания $H_s^{дон} = -1,425$ м. Полученная отметка РК не противоречит экономической целесообразности заглубления.

3.2.3 Гидромеханический расчет и построение металлической спиральной камеры

Задаваясь максимальным напором $H_{max} = 71$ 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 $D_b=6,75$ м;

Наружный диаметр статора $D_a = 7,7$ м;

Диаметр сопряжения СК и статора турбины $D_4 = 7,8$ м.

Высота точки сопряжения СК и статора от верховой грани НА $h_l=0,41$ 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	207	29,17	3,05	6,62	9,66

Таблица 3.9 – Параметры неэллиптических сечений

φ , град	$\frac{\varphi}{360}$	$\frac{\varphi}{C}$	$D_4 \frac{\varphi}{C}$	$[4] - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2$	$\sqrt{[5]}$	x, м	x^2 , м ²	ρ^2 , м ²	ρ , м	a, м	R, м
345	0,96	0,74	5,81	3,89	1,97	2,72	7,38	9,29	3,05	6,62	9,66
330	0,92	0,71	5,55	3,63	1,91	2,62	6,86	8,77	2,96	6,52	9,48
315	0,88	0,68	5,30	3,38	1,84	2,52	6,34	8,26	2,87	6,42	9,29
300	0,83	0,65	5,05	3,13	1,77	2,42	5,84	7,76	2,79	6,32	9,10
285	0,79	0,61	4,80	2,88	1,70	2,31	5,34	7,26	2,69	6,21	8,91
270	0,75	0,58	4,54	2,63	1,62	2,20	4,85	6,77	2,60	6,10	8,70
255	0,71	0,55	4,29	2,37	1,54	2,09	4,37	6,29	2,51	5,99	8,50
240	0,67	0,52	4,04	2,12	1,46	1,97	3,90	5,81	2,41	5,87	8,29
225	0,63	0,49	3,79	1,87	1,37	1,85	3,43	5,35	2,31	5,75	8,06
210	0,58	0,45	3,53	1,62	1,27	1,72	2,97	4,89	2,21	5,62	7,84
195	0,54	0,42	3,28	1,36	1,17	1,59	2,52	4,44	2,11	5,49	7,60
180	0,50	0,39	3,03	1,11	1,05	1,44	2,08	4,00	2,00	5,34	7,34
165	0,46	0,36	2,78	0,86	0,93	1,28	1,64	3,56	1,89	5,18	7,07
150	0,42	0,32	2,52	0,61	0,78	1,10	1,21	3,13	1,77	5,00	6,77
135	0,38	0,29	2,27	0,35	0,59	0,89	0,78	2,70	1,64	4,79	6,43
120	0,33	0,26	2,02	0,10	0,32	0,58	0,33	2,25	1,50	4,48	5,98

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
150	2,42	5,95	0,98
135		5,7	0,83
120		5,45	0,68
105		5,2	0,53
90		4,95	0,37
75		4,65	0,19
60		4,35	0,01
45		4,05	-0,18

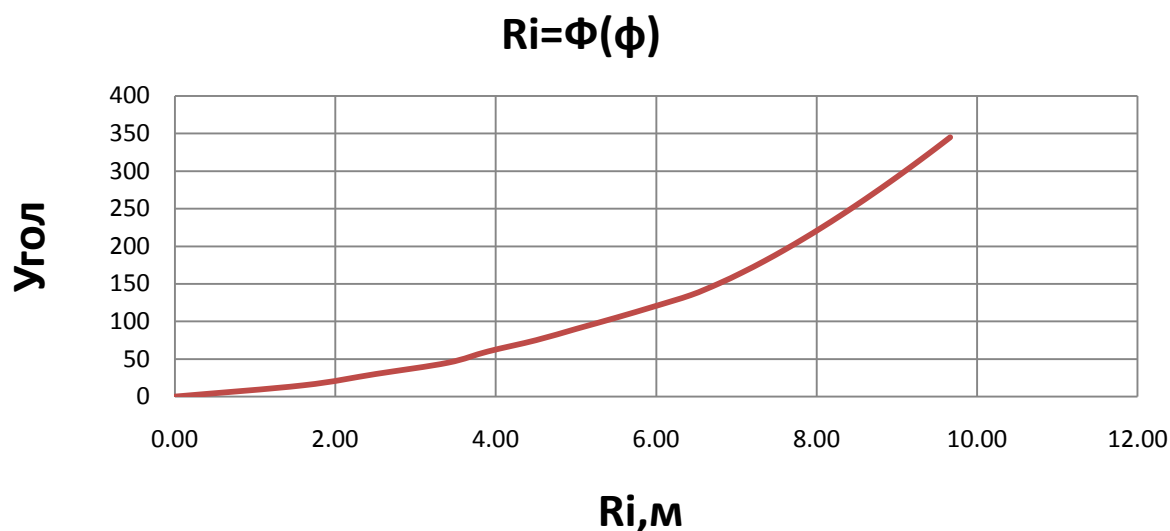


Рисунок 3.2 – Изменение наружного радиуса СК

3.3 Выбор типа серийного гидрогенератора

Для определения типа гидрогенератора необходимо рассчитать следующие параметры.

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{ном} = \frac{N_a}{\cos\varphi} = \frac{115}{0,85} = 135,29 \text{ МВА}, \quad (3.17)$$

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
Сопrotивление 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 6,3/1-40-8-2.

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:

$$M_{кр} = 0,00974 \cdot \frac{N}{n_{синх}} = 0,00974 \cdot \frac{115000}{125} = 8,96 \text{ кН} \cdot \text{м} \quad (3.20)$$

$$D_B^* = \left(5,1 \cdot \frac{8,96}{[30,0]} \right)^{0,33} = 1,149 \text{ м.}$$

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:

$$B_{бл} = 4 \cdot D_1 = 4 \cdot 5,0 \approx 20,0 \text{ м} \quad (3.21)$$

Теперь определим длину машинного зала:

$$L_{\text{мз}} = B_{\text{бл}} \cdot n_{\text{агр}} + B_{\text{м.п.}} = 20 \cdot 2 + 15 = 55 \text{ м} \quad (3.22)$$

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 2 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 Сарлыкская ГЭС имеет 2 гидроагрегата, структурная схема представлена на рисунке 4.1.

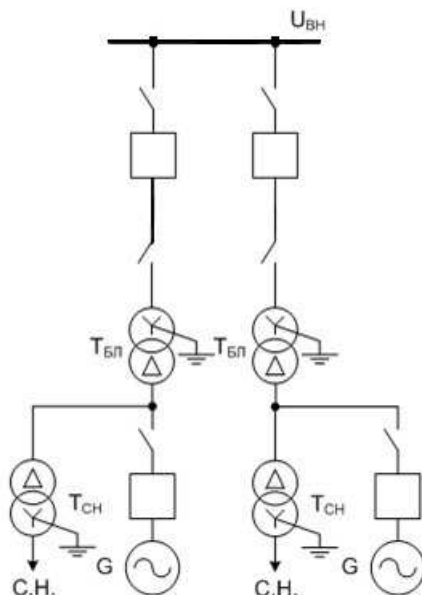


Рисунок 4.1 – Структурная схема электрических соединений Сарлыкской ГЭС

Для выбора класса напряжения для проектируемых линий была рассмотрена карта расположения подстанций Алтайского края. Самой близкой подстанцией к зданию проектируемой Сарлыкской ГЭС является подстанция «Онгудайская» 110 кВ. Протяженность линий до выбранной подстанции составляет 35 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 «Гольяттинский Трансформатор» выбираются трансформатор ТДЦ 200000/110. Каталожные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Данные трансформатора ТДЦ 200000/110

$S_{ном},$ МВт	$U_{н}, кВ$		$U_{к}, \%$	$\Delta P_{к}, кВт$	$\Delta P_{хх}, кВт$	$I_{х}, \%$	$R_{м}, Ом$	$X_{м}, Ом$
	$U_{вн}$	$U_{нн}$						
200	121	13,8	11,5	580	140	0,5	0,212	8,42

Рассчитаем время максимальных потерь τ .

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10^4}\right)^2 \cdot t_{год} = \left(0,124 + \frac{1440}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 629,18 \frac{ч}{год}, \quad (4.2)$$

где T_{max} – число часов использования максимальной нагрузки ;
 $t_{год}$ – число часов в году.

Время работы блока в течении года:

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

где $\mu = 0,9$ – частота ремонтов (текущих, средних, капитальных), 1/год;
 $T_{пл} = 28$ – время плановых простоев блока в течение года, ч;
 $\omega = 0,03$ – параметр потока отказов трансформаторного блока, 1/год;
 $T_{в} = 61$ – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч.

$$t_{раб} = 8760 - 0,9 \cdot 28 - 0,03 \cdot 61 = 8732,97 \text{ ч.}$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{хх} = n_{т} \cdot \Delta P_{хх} \cdot t_{раб} = 1 \cdot 0,14 \cdot 8723,97 = 1221,36 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.4)$$

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

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{н} = \frac{\Delta P_{к}}{n_{т}} \cdot \left(\frac{S_{расч}}{S_{т ном}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{0,58}{1} \cdot \left(\frac{139,76}{200}\right)^2 \cdot 629,18 = 178,2 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.5)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$И_{пот} = \beta_1 \cdot (\Delta W_{хх} + \Delta W_{н}), \quad (4.6)$$

где β_1 – цена за электроэнергию, согласно Федеральной службе по тарифам, $\beta_1 = 0,9$ руб/кВт · ч

$$I_{\text{пот}} = 0,9 \cdot (1221,36 + 178,2) = 1259,61 \text{ тыс. руб/год}$$

Для двух блоков:

$$I_{\text{пот1}}^{110} = 2 \cdot 1259,61 = 2519,21 \text{ тыс. руб/год.}$$

4.2.3 Выбор трансформаторов собственных нужд

Мощность, потребляемая на собственные нужды станции, составляет приблизительно 1% от $S_{\text{ГЭС}}$:

$$S_{\text{с.н.}} = 0,018 \cdot \frac{S_{\text{ГЭС}}}{\cos\varphi} = 0,018 \cdot \frac{230}{0,85} = 4,871 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (4.7)$$

Условия, которые должны соблюдаться при выборе трансформатора:

$$S_{\text{Тс.н.}} \geq S_{\text{с.н.}}$$

По каталогу ОАО «Электрозавод» выбирается трансформатор ТСЗ 2500/15 УЗ. Каталожные данные приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3–Каталожные данные трансформатора ТСЗ-2500/15 УЗ

$S_{\text{ном}}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	$U_{\text{н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$			
2,5	13,8	0,4	6	21	3,8

4.2.4 Выбор количества отходящих воздушных линий

Суммарная мощность, выдаваемая на РУ 110 кВ:

$$S_{\Sigma} = 2 \cdot \frac{(P_{\text{Г}} - P_{\text{с.н.}})}{\cos\varphi}; \quad (4.8)$$

$$S_{\Sigma} = 2 \cdot \frac{(115 - 1,15)}{0,85} = 267,88 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 110 кВ:

$$S_{\text{перед}} = \frac{K_{\text{пр}} \cdot P_{\text{перед}}}{\cos\varphi_{\text{с}}} = \frac{1,4 \cdot 35,7}{0,9} = 55,6 \text{ МВ} \cdot \text{А.} \quad (4.9)$$

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

$$K_{\text{пр}} = 1,4.$$

Число линий 110 кВ:

$$n_{л} = \frac{S_{\Sigma}}{S_{\text{перд}}} = \frac{267,88}{55,6} = 3,2 \quad (4.10)$$

Принимается число ВЛ 110 кВ равным $n_{л} = 3,2 + 1 = 4,2 = 5$.

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{267,88}{5 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,281 \text{ кА} \quad (4.11)$$

Расчетный ток ВЛ 110 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_{\text{T}} \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}} = 0,9 \cdot 1,05 \cdot 0,281 = 0,265 \text{ кА}, \quad (4.12)$$

где $\alpha_{\text{T}} = 0,9$ – 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:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{267,88}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,355 \text{ кА} \quad (4.13)$$

$I_{\text{доп}} > I_{\text{п.ав}}$, 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 (4.14):

$$K_1 = K_{\text{ру}} + K_{\text{T}} + K_{\text{TСН}} \quad (4.14)$$

где $K_{\text{ру}}$ – расчетная стоимость выключателя.

$$K_{\text{ру}}^{110} = 300\,000 \text{ тыс.руб. ;}$$

K_T – расчетная стоимость блочного трехфазного двухобмоточного трансформатора одиночного блока.

$$K_T^{110} = 70\,000 \text{ тыс.руб. (ТДЦ-200000/110);}$$

$K_{ТСН}$ – расчетная стоимость блочного трехфазного двухобмоточного трансформатора собственных нужд одиночного блока.

$$K_{ТСН}^{110} = 1\,028 \text{ тыс.руб. (ТСЗ-2500/15).}$$

Таким образом, для одиночных блоков:

$$K_1^{110} = (8 \cdot 300\,000 + 2 \cdot 70\,000 + 2 \cdot 1\,028) = 304\,948 \text{ тыс.руб.}$$

Суммарные годовые издержки составят:

$$I_1 = 0,09 \cdot K_1 + I_{\text{пот1}}^{110}; \quad (4.15)$$

$$I_1 = 0,09 \cdot 304\,948 + 2519,21 = 29\,964 \text{ тыс.руб/год}$$

Приведённые затраты рассчитываются по формуле:

$$Z_i = E_n \cdot K_i + I_i, \quad (4.16)$$

где E_n – нормальный коэффициент.

$$Z_1 = 0,15 \cdot 304\,948 + 29\,964 = 75\,706 \text{ тыс.руб/год,}$$

Главная схема выбирается на основании технико-экономического сопоставления вариантов с учетом режимов и надежности работы электростанции.

Ввиду отсутствия вариантов схемы принимается единственно возможная главная схема ГЭС с одиночными блоками.

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 – 7:

- 5 ВЛ 110 кВ;
- 2 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 и обходной. В общем виде схема предоставлена на рисунке 4.2.

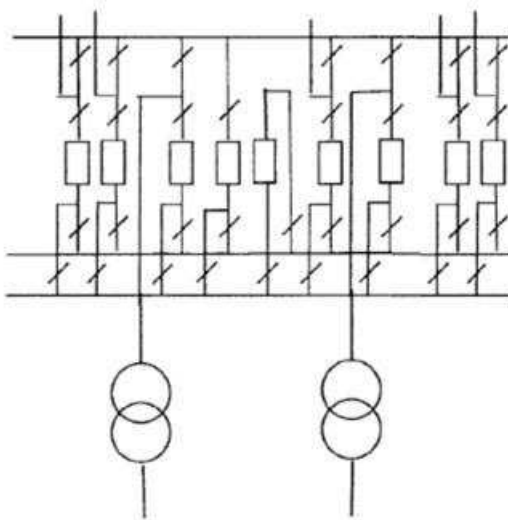


Рисунок 4.2. – Структурная схема РУ-110 кВ

4.5 Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи.

Синхронный генератор:

$$x_{\Gamma} = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,205 \cdot \frac{13,8^2}{141} = 0,277 \text{ Ом.} \quad (4.17)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{\Gamma} = E_*'' \cdot U_{\phi} = 1 \cdot 121 = 121 \text{ кВ.} \quad (4.18)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_T = \frac{U_K \% \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{11,5 \cdot 121^2}{100 \cdot 200} = 8,42 \text{ Ом.} \quad (4.19)$$

Система:

$$x_C = \frac{U_{НОМ}^2}{S_{КЗ}} = \frac{121^2}{150} = 97,6 \text{ Ом.} \quad (4.20)$$

Линии связи с энергосистемой:

$$x_L = \frac{x_{0,УД} \cdot l}{n} = \frac{0,435 \cdot 35}{5} = 3,045 \text{ Ом.} \quad (4.21)$$

Коэффициент трансформации:

$$k_T = \frac{U_{НН}}{U_{ВН}} = \frac{13,8}{121} = 0,141. \quad (4.22)$$

Определим активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи.

$$r_T = \frac{x_T}{T_{a,T} \cdot \omega} = \frac{0,277}{0,045 \cdot 314} = 0,0196 \text{ Ом;} \quad (4.23)$$

$$r_C = \frac{x_C}{T_{a,C} \cdot \omega} = \frac{97,6}{0,035 \cdot 314} = 8,88 \text{ Ом;} \quad (4.24)$$

$$r_L = \frac{r_{0,УД} \cdot l}{n} = \frac{0,118 \cdot 35}{5} = 0,847 \text{ Ом;} \quad (4.25)$$

$$r_T = \Delta P_k \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2} = 580 \cdot \frac{121^2}{200^2} = 0,212 \text{ Ом;} \quad (4.26)$$

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. На рисунке 4.6 представлена схема для расчета.

Узлы/Несим/ИД												Ветви/Несим/ИД												Генератор/Несим												Состав/Несим											
	O	S	s0	Ти...	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"/>			зак	3	Линия		110																																							
4	<input type="checkbox"/>			зак	4	Сеть		110																																							
5	<input type="checkbox"/>			зак	5	Линия		110																																							
6	<input type="checkbox"/>			зак	6	Сеть		110																																							

Рисунок 4.3 – Исходные данные по узлам

Узлы/Несим/ИД												Ветви/Несим/ИД												Генератор/Несим												Состав/Несим											
	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N...	Название	R	X	G	B	Kт/i	Kт/r	r0	x0	g0	b0	№ мс гр	№ мс																										
1	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	3	1		Линия - Г1	0,21	8,42				0,114																																
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	5	2		Линия - Г2	0,21	8,42				0,114																																
3	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		В...	3	4		Линия - Сеть	0,85	3,04																																				
4	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		В...	3	4		Линия - Сеть	0,85	3,04																																				
5	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		В...	5	6		Линия - Сеть	0,85	3,04																																				
6	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		В...	5	6		Линия - Сеть	0,85	3,04																																				
7	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		В...	5	6		Линия - Сеть	0,85	3,04																																				
8	<input type="checkbox"/>		Выкл		В...	3	5		Линия - Линия																																						

Рисунок 4.4 – Исходные данные по ветвям

Узлы/Несим/ИД												Ветви/Несим/ИД												Генератор/Несим												Состав/Несим											
	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	x2	r0	X0	E	Yr0n	yp.E	yp.Yr0n	I1	d11	I2	d12	I0	d10	Ia	d1a	Ib	d1b	Ic	d1c																				
1	<input type="checkbox"/>		1	Система	4	8,880	97,600	97,600	97,600	97,600	121,000					0,483	-85,456	0,000	0,000	0,000	0,483	-85,456	-0,483	-25,456	0,483	34,544																					
2			2	Генератор 1	1	0,020	0,277	0,277	0,277	0,277	13,800					28,692	-85,953	0,000	0,000	0,000	28,692	-85,953	-28,692	-25,953	28,692	34,047																					
3			3	Генератор 2	2	0,020	0,277	0,277	0,277	0,277	13,800					14,176	-87,507	0,000	0,000	0,000	14,176	-87,507	-14,176	-27,507	14,176	32,493																					
4			4	Система	6	8,880	97,600	97,600	97,600	97,600	121,000					0,486	-85,510	0,000	0,000	0,000	0,486	-85,510	-0,486	-25,510	0,486	34,490																					

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»

Точки расчёта КЗ представлены на рисунке 4.6. Результаты расчета представлены на рисунках 4.7, 4.8, 4.9 и сведены в таблицу 4.5.

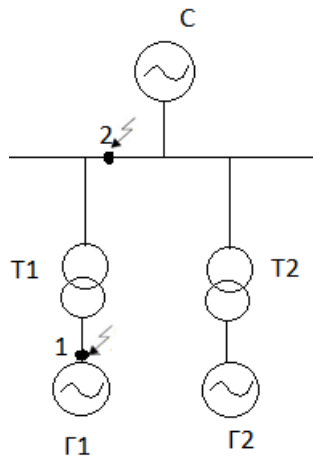


Рисунок 4.6 – Расчётная схема с точкой КЗ

Узлы/Несим/ИД × Ветви/Несим/ИД × Генератор/Несим × Состав/Несим ×																		
S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1	r 1	x 1	I 2	dI 2	r 2	x 2	I 0	dI 0	r 0	x 0
1	1	1	Эф	3			6,0992	-86,22			0,0000				0,0000			
2			Шунт															

Рисунок 4.7 – Результаты расчета токов трёхфазного КЗ

Узлы/Несим/ИД × Ветви/Несим/ИД × Генератор/Несим × Состав/Несим ×																		
S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1	r 1	x 1	I 2	dI 2	r 2	x 2	I 0	dI 0	r 0	x 0
1	1	1	1ф	3			3,0546	-87,93			3,0546	-87,93			3,0546	-87,93		
2			Шунт															

Рисунок 4.8 – Результаты расчета токов однофазного КЗ

Узлы/Несим/ИД × Ветви/Несим/ИД × Генератор/Несим × Состав/Несим ×																		
S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1	r 1	x 1	I 2	dI 2	r 2	x 2	I 0	dI 0	r 0	x 0
1	1	1	Эф	1			51,3617	-86,30			0,0000				0,0000			
2			Шунт															

Рисунок 4.9 – Результаты расчета токов трёхфазного КЗ

Таблица 4.5 – Место КЗ и результаты расчёта в точках

Тип КЗ	П1	$I_{n,0}$	i_y
1ф	2	9,16	23,33
3ф	2	6,12	15,59
3ф	1	51,36	130,79

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:

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

$$I_{Г.раб\ max} = 1,05 \cdot \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 5052 \text{ А.}$$

Расчётный ток в присоединении трансформатора:

$$I_{раб\ max} = 1,05 \cdot \frac{S_{Г.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Г.НОМ} \cdot K_T}, \quad (4.28)$$

$$I_{раб\ max} = 1,05 \cdot \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 13,8 \cdot \frac{121}{13,8}} = 574 \text{ А.}$$

Присоединение линий связи с системой 110 кВ:

$$I_{Л1-Л3\ раб\ max} = \frac{S_{раб\ max}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot n_L} = \frac{S_{Г1-Г2} - S_{СН}}{\sqrt{3} \cdot U_{Г.НОМ} \cdot n_L}, \quad (4.29)$$

$$I_{Л1-Л3\ раб\ max} = \frac{267,88}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 5} = 281 \text{ А.}$$

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

$$I_{Л1-Л3\ раб\ утяж} = \frac{S_{Г1-Г2} - S_{СН}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot (n_L - 1)}, \quad (4.30)$$

$$I_{Л1-Л3\ раб\ утяж} = \frac{267,88}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot (5 - 1)} = 352 \text{ А.}$$

4.7 Выбор электротехнического оборудования ОРУ 110 кВ

Выбран элегазовый баковый выключатель ВЭБ-110. Производитель ЗАО «Энергомаш-Уралэлектротяжмаш». Проверка выключателя представлена в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Проверка выключателя ВЭБ-110

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
$U_{НОМ} \geq U_{сети\ ном}$	$U_{сети\ ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$
$I_{НОМ} \geq I_{раб\ max}$	$I_{раб\ max} = 352 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 2500 \text{ А}$
$I_{откл.ном} \geq I_{п.0}$	$I_{п.0} = 9,16 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$
$i_{пр.скв} \geq i_y$	$i_y = 23,33 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 102 \text{ кА}$
$B_{к.расч} \leq B_{к.ном}$	$B_{к.расч} = 189,93 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Для создания видимого разрыва в цепях РУ был выбран разъединитель горизонтально-поворотного типа РГ-110/1000 (таблица 4.7), а также

трансформатор напряжения (таблица 4.8), анализатор и синхронизатор (таблица 4.9).

Таблица 4.7 – Параметры разъединителя РГ-110/1000

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
$U_{ном} \geq U_{сети ном}$	$U_{сети ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{раб тах}$	$I_{раб тах} = 352 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$i_{пр.скв} \geq i_y$	$i_y = 23,33 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 80 \text{ кА}$
$B_{к.расч} \leq B_{к.ном}$	$B_{к.расч} = 189,93 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 4.8 – Параметры трансформатора напряжения ДНЕЭ-110

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
$U_{ном} \geq U_{сети ном}$	$U_{сети ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$S_2 \leq S_{2 ном}$	$S_2 = 0,2 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_{2 ном} = 5 \text{ В} \cdot \text{А}$

Таблица 4.9 – Параметры анализатора сети и синхронизатора

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В · А)
Анализатор сети	АПКЭ-1	Ethernet M-bus	0,5	0,2
Синхронизатор	АС-МЗ	Ethernet M-bus	0,5	35

Согласно ПУЭ, трансформаторы защищаются ограничителями перенапряжений. Выбран ОПН–П1–110/73/10/2УХЛ1 фирмы ЗАО «ЗЭТО».

4.8 Выбор электротехнического оборудования генераторного напряжения

Выбираем для генераторов, присоединённых к РУ ВН генераторный комплекс КАГ-20, производитель ОАО «Электроаппарат», который состоит из элегазового выключателя типа ВГГ-20, разъединителей, заземлителей, трансформаторов тока и напряжения. Для защиты комплекса от перенапряжений предусмотрена установка ОПН. Параметры приведены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Параметры генераторного комплекса КАГ-20

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные	В состав выбранного генераторного выключателя входит разъединитель. Параметры разъединителя
$U_{ном} \geq U_{сети ном}$	$U_{сети ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	
$I_{ном} \geq I_{раб тах}$	$I_{раб тах} = 3461 \text{ А}$	$I_{ном} = 8000 \text{ А}$	
$I_{откл.ном} \geq I_{п.0}$	$I_{п.0} = 51,36 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 90 \text{ кА}$	
$i_{пр.скв} \geq i_y$	$i_y = 130,79 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 230 \text{ кА}$	
$B_{к.расч} \leq B_{к.ном}$	$B_{к.расч} = 297,44 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 24300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	

Окончание таблицы 4.10

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные	
-	$\beta_{н\%} = \frac{i_a}{\sqrt{2}I_{n0}}$ $= 1,8 \text{ кА}$	$\beta_{н\%} = 90 \text{ кА}$	согласованы с параметрами выключателя заводом изготовителем.

4.9 Выбор и проверка коммутационных аппаратов на напряжении 0,4 кВ

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{сн}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{агр}}} = \frac{4870}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 2} = 3520 \text{ А} \quad (4.31)$$

Устанавливаем автомат ВА-СЭЩ-АС40 4000А.

4.10 Выбор резервного источника питания (ДГУ)

По условию полного резервирования СН Сарлыкской 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:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{P_{\text{НОМ}}/\cos\varphi}{\sqrt{3}\cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{120\cdot 10^3/0,85}{\sqrt{3}\cdot 13,8} = 5899 \text{ А} \quad (5.1)$$

Номинальный ток генераторного напряжения приведенный к низшей стороны трансформатора тока:

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

Номинальный ток на высшем напряжении распределительного устройства:

$$I_{\text{ВН}}^1 = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3}\cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{200\cdot 10^3}{\sqrt{3}\cdot 121} = 954,29 \text{ А} \quad (5.3)$$

Номинальный ток высшего напряжения приведенный к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{ВН}}^2 = \frac{954,29}{1000/5} = 4,78 \text{ А} \quad (5.4)$$

Номинальный ток высшего напряжения на трансформаторе возбуждения:

$$I_{\text{ВН ТЕ}}^1 = \frac{1000}{\sqrt{3}\cdot 13,8} = 41,9 \text{ А} \quad (5.5)$$

5.2 Перечень защит основного оборудования

Генератор СВ-1130/140-48УХЛ4

Силовой трансформатор ТДЦ 200000/110/13,8

Линии электропередачи 110 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 200000/110/13,8:

- 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 110 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 110 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 110 кВ предусматривается УРОВ 110 кВ.

5.3 Описание защит и расчет их уставок

5.3.1 Продольная дифференциальная защита генератора (IDG)

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 $\cos\phi$		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 – 200000/110/13,8
Мощность номинальная	200 МВА
Номинальное напряжение	121 кВ
Напряжение короткого замыкания	$U_k = 11,5$

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: $I_{НОМ} = 5899 \text{ А}$.

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

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

$$I_{НБ(Н)} = K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_N = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_N, \quad (5.6)$$

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

Уставка выбирается из условия:

$$I_{СР.0} \geq K_N \cdot I_{НБ(Н)} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_N = 0,1 \cdot I_N, \quad (5.7)$$

где $K_N = 2$ - коэффициент надежности.

$$I_{СР.0} = (0,15 - 0,2) \cdot I_N$$

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

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{НБ(КЗ)} = K_{АП} \cdot f_i \cdot K_{ОДН} \cdot I_{МАКС}, \quad (5.8)$$

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;

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E''}{x_d} \cdot I_{\text{Н}} = 32516,44 \text{ А.}$$

Таким образом, максимальный ток небаланса равен по (5.8):

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

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_{\text{T}} > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_{\text{Н}}}{I_{\text{T}}}, \quad \text{где } I_{\text{T}} = I_{\text{МАКС}} \quad (5.9)$$

$$K_{\text{T}} > \frac{3251,64 \cdot 2}{32516,44}$$

$$K_{\text{T}} > 0,2,$$

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

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

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

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

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

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

$$B \geq \frac{I_{*\text{СР}}}{K_{\text{T}}} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.11)$$

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

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

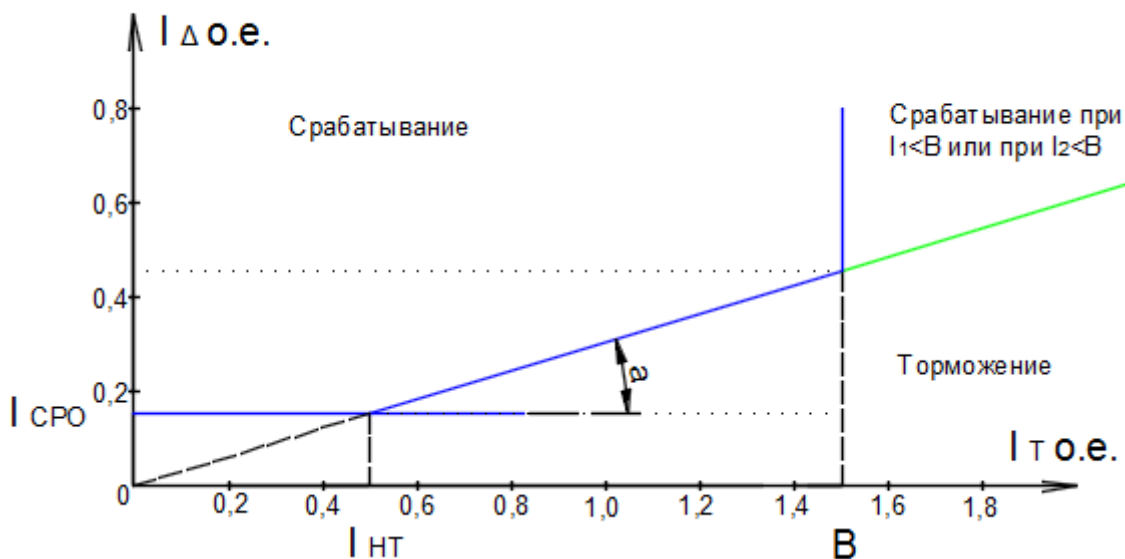


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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_0)

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

1) Первый орган (U_0) реагирует на основную составляющую напряжения нулевой последовательности U_0 и защищает 85% 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_{Γ} – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;

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

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

C – емкость генераторного выключателя со стороны трансформатора;

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

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

Суммарный емкостной ток сети 13,8 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{Л} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 9,45 \text{ А}. \quad (5.13)$$

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканиях на стороне 110 кВ:

$$U_{O \text{ эл.ст.}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_{Т}(\mu_0)}{C_{Т}(\mu_0) + C_{\Sigma}}, \quad (5.14)$$

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

$C_{Т}(\mu_0)$ – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора, $C_{Т}(\mu_0) = 0,009 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$;

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{121}{\sqrt{3}} = 23,08 \text{ кВ}, \quad (5.15)$$

Тогда напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканий на стороне 110 кВ:

$$U_{O \text{ эл.ст.}} = 0,5 \cdot 32516,44 \cdot \frac{0,009}{0,009 + 1,26} = 115,31 \text{ В}. \quad (5.16)$$

Расчетное значение $U_{O \text{ эл.ст.}} = 115,31 \text{ В}$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_{Н}}{K_{В}} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{O \text{ эл.ст.}}, \quad (5.17)$$

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 115,31}{\frac{13,8}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}}$$

$$U_{CP} \geq 2,29 \text{ В},$$

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 10 В и выдержкой времени 0,5с, которая действует на разгрузку агрегата; U_{0G} с уставкой 15 В и выдержкой времени 0,5с с действием на отключение выключателя генератора, гашение полей гидрогенератора и выключателя, останов турбины и сброс аварийно-ремонтных затворов.

2) 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 :

$$X = \frac{1}{K_T + 2}. \quad (5.18)$$

При $K_T = 1,2$ орган U_{03} работает селективно и защищает 31,3 % 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

1) Уставка защиты $U_{2>}$ выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{ТН}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В}. \quad (5.19)$$

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

$U_{1>}$ вводится в работу в режиме холостого хода генератора.

Уставка $U_{1>}$ рассчитывается:

$$U_{\text{ср1}} = \frac{1,2 \cdot U_{\text{Н}}}{n_{\text{ТН}}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.20)$$

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора и на стороне 110 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} :

$$I_{*2} = I_2 / I_{\text{Н}}, \quad (5.21)$$

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:

$$t_{\text{доп}} = A / I_{*2}^2, \quad (5.22)$$

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:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18. \quad (5.23)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15, \quad (5.24)$$

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

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_H. \quad (5.25)$$

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:

$$t_{\text{ср}} = \frac{20}{(I_{*2})^2}, \quad (5.26)$$

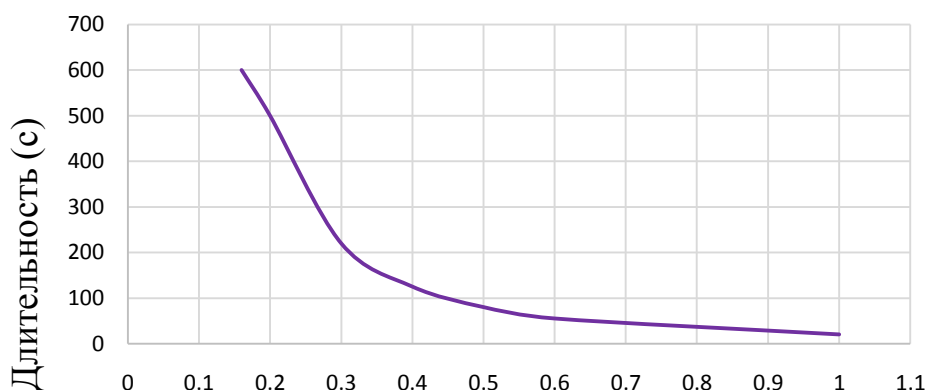
$$A_{\text{ио}} = 20 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{ср}}.$$

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.



Кратность перегрузки по I_2/I_n

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» ($I_{\text{охл}}$) 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:

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

$$x_{d\text{ВН}}'' = x_d'' \cdot \left(\frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}}\right)^2 = 0,205 \cdot \left(\frac{121}{13,8}\right)^2 = 15,76,$$

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

$$x_{2ВН} = x_2 \cdot \left(\frac{U_{ВН}}{U_{НН}}\right)^2 = 0,22 \cdot \left(\frac{121}{13,8}\right)^2 = 16,91,$$

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

$$I_{2С.3.*} = \frac{1}{1,3 \cdot (x_{dВН}'' + x_{2ВН} + 2 \cdot x_T)} = \frac{1}{1,3 \cdot (15,76 + 16,91 + 2 \cdot 0,115)} = 0,0234 \text{ о. е.}, \quad (5.27)$$

где x_T - сопротивление трансформатора в относительных единицах.

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2С.3.*}^{(2)} = 2I_{2С.3.*} \cdot k_{Т1.} = 2 \cdot 0,0234 \cdot \left(\frac{121}{13,8}\right) = 0,42 \text{ о. е.} \quad (5.28)$$

б) по условию обеспечения чувствительности к повреждениям в конце линий 110 кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов:

$$I_{2С.3.}^* = \frac{E_{\Sigma}''}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma}} = \frac{1}{(x_d'' + x_T + x_L) + (x_2 + x_T + x_L)} = \frac{0,03}{K_{\text{ч}}} = \frac{0,03}{1,2} = 0,025 \text{ о. е.} \quad (5.29)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2С.3.}^* = 2I_{2С.3.}^* \cdot k_{Т1.} = 2 \cdot 0,025 \cdot \left(\frac{121}{13,8}\right) = 0,44 \text{ о. е.}$$

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

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

5.3.5 Защита от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{сигн}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.30)$$

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

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

Выдержка времени $t = 0,9$ с.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{1\text{пуск}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{Н}}. \quad (5.31)$$

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

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

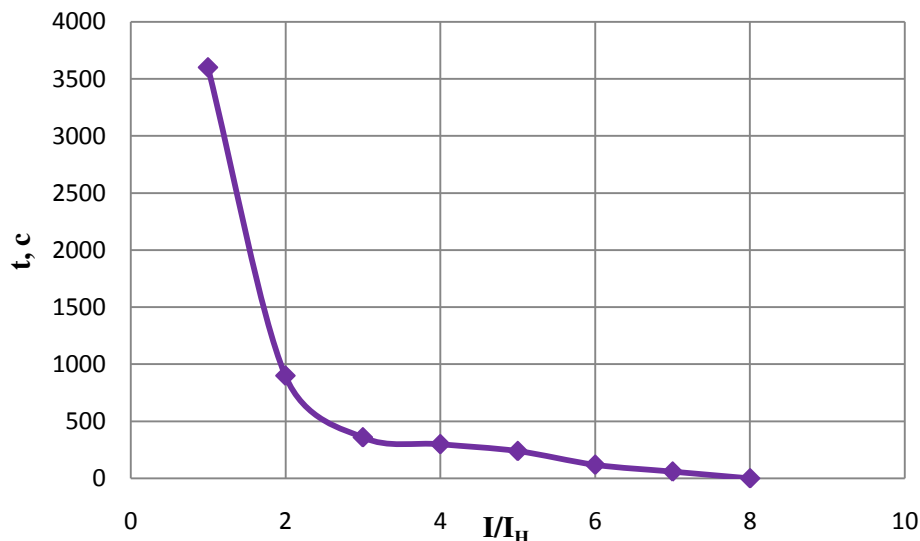


Рисунок 5.3 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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.

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{1\text{отс}} = \frac{1,2 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0,98} = 1,224 \cdot I_{\text{НОМ}}, \quad (5.32)$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению $U_{\Gamma} <$

Напряжение срабатывания принято равным:

$$U_{\text{ср}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{НОМ}}}{K_{\text{В}} \cdot n_{\text{T}}} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot 138,0} = 66,02 \text{ В}. \quad (5.33)$$

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

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

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

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

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

Согласование производится для условий работы на шинах 110 кВ Сарлыкской ГЭС одного блока. Z_1 , приведенное к напряжению 110 кВ, может быть принято:

А) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 110 кВ:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 8,42 + \frac{0,8}{5} \cdot 3,16 = 7,24 \text{ Ом}, \quad (5.34)$$

где K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

Z_T – сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 110 кВ;

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,115 \cdot \frac{141}{200} + \frac{0,8}{5} \cdot \frac{141}{121^2} \cdot 3,16 = 0,07,$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,07 \cdot 1,35 = 0,095 \text{ Ом}, \quad (5.35)$$

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

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{1СЗ} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,095 \cdot \frac{\frac{6000}{5}}{\frac{13,8}{0,1}} = 0,83 \text{ Ом}. \quad (5.36)$$

Принимаем уставку $Z_1 = 0,9 \text{ Ом}$.

2) 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, $\Delta Z = 30 \frac{\text{Ом}}{\text{сек}}$.

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ}}} = \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 5899} = 1,35 \text{ Ом}, \quad (5.37)$$

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):

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.Х.}}} - 0,95}{x_d} = \frac{\frac{2 \cdot 1546}{814} - 0,95}{1,084} = 2,63, \quad (5.38)$$

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:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.}, \quad (5.39)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2,5} = 0,36, \quad (5.40)$$

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

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{\text{СЗИ}} = \frac{Z_{\text{НАГР.}\Phi}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,38}{1,1} = 0,35 \text{ о. е.}, \quad (5.41)$$

$$Z_{C3II} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_B = 0,35 \cdot \frac{13,8^2}{141} = 0,47 \text{ Ом.} \quad (5.42)$$

Значение уставки реле составит:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{C3II} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,47 \cdot 6000/5}{13800/100} = 4,1 \text{ Ом,} \quad (5.43)$$

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

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{CM1} = 0,108 \text{ Ом}$, $Z_{CM2} = 0,492 \text{ Ом}$.

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

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

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.4.

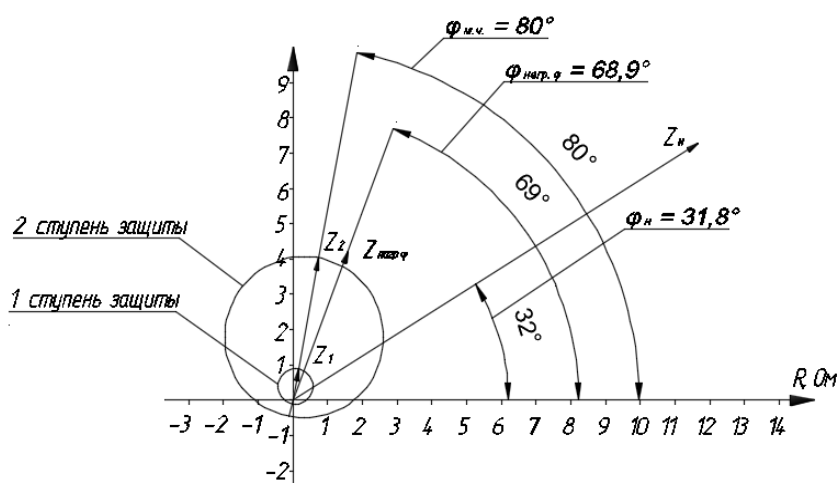


Рисунок 5.4 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

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:

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

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.44)$$

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,2 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.45)$$

3) 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)	длительный	210	150	120	90	72	60	20

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

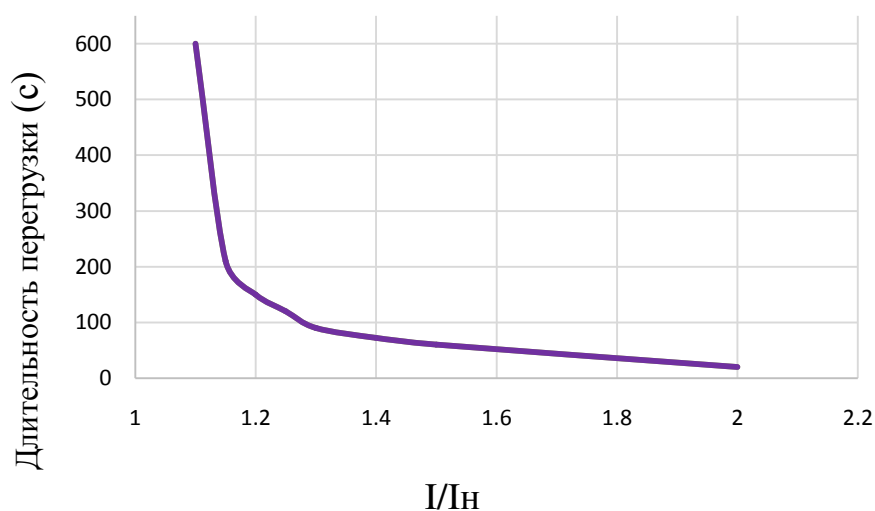


Рисунок 5.5 – Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{2,15 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,19 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} \quad (5.46)$$

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 российского производства ООО НПП «ЭКРА».

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

Шкаф ШЭ1113-910ЕТ применяется для защиты системы тиристорного самовозбуждения гидрогенератора.

Комплекс защит выполняется в виде двух взаиморезервируемых автономных систем защит, расположенных в одном шкафу двухстороннего обслуживания. Для каждого комплекта защит должны предусматриваться индивидуальные измерительные трансформаторы, отдельные цепи по постоянному оперативному току и отдельные цепи воздействия во внешние схемы.

Комплекс содержит защиты от всех видов повреждений и нарушений нормального режима работы системы возбуждения в соответствии с ПУЭ, действующими руководящими указаниями, за исключением защит, реализованных в щитах возбуждения генератора.

5.5 Таблица уставок и матрица отключений защит

5.5.1 Уставки защит представлены в таблице 5.6.

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	$I_{2С.З.}$	$0,28 \cdot I_H$	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 представлена в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Матрица отключений защит

Защиты		Действие							
Наименование защит	Обозначение защит	Отключение ВЛ	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-110 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:

- водосбросная бетонная плотина гравитационного типа;
- здание ГЭС приплотинного типа;
- правобережная глухая бетонная часть плотины.
- левобережная глухая бетонная часть плотины.

6.2 Гидравлический расчет бетонной водосливной плотины

6.2.1 Определение класса гидротехнического сооружения

Выбор класса сооружения осуществляется по СНиП «Гидротехнические сооружения. Основные положения».

Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их высоты (73 м) и скальных грунтов оснований, присвоен :II.

Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от мощности ГЭС $N_{ГЭС}=230$ МВт , присвоен II.

Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от числа постоянно проживающих людей, которые могут пострадать от аварии ГЭС, присвоен II.

Окончательно принимаем II класс сооружения.

Коэффициент надёжности по ответственности для сооружений II класса :

$$\gamma_n = 1,20.$$

6.2.2 Определение отметки гребня плотины

Отметку гребня глухой бетонной плотины вычисляем по формуле:

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

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;

$a = 0,8$ м - конструктивный запас для II класса;

$h_{1\%}$ -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, $L=2,0$ км;
 K_w - коэффициент, принимаемый по таблице 6.1;
 d - средняя высота водохранилища;
 g - ускорение свободного падения.

Таблица 6.1-Коэффициенты расчётной скорости ветра

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

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

$$d = \frac{V_{НПУ} - V_{ДНА}}{2} = \frac{665 - 592}{2} = 36,5 \text{ м.} \quad (6.4)$$

Высота волнового разгона по формуле (6.3):

$$\Delta h_{set} = \frac{1,2 \cdot 10^{-6} \cdot 10^2 \cdot 2000}{9,81 \cdot 36,5} = 0,0067 \text{ м.}$$

Определим высоту наката волн расчетной обеспеченностью 1% на откос бетонной плотины.

Вычислим безразмерные комплексы:

$$\frac{g \cdot t}{V}; \quad (6.5)$$

$$\frac{g \cdot L}{V^2}, \quad (6.6)$$

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

$$\frac{g \cdot L}{V^2} = \frac{9,81 \cdot 2000}{10^2} = 196,2;$$

$$\frac{g \cdot t}{V} = \frac{9,81 \cdot 6 \cdot 60 \cdot 60}{10} = 21189,6.$$

С помощью полученных значений по [22, прил.1, рисунок 1] находятся величины, сведённые в таблицу 6.2.

Таблица 6.2-Безразмерные комплексы для определения T и \bar{h}

$g \cdot L$		$g \cdot t$	
$g \cdot T$	$g \cdot \bar{h}$	$g \cdot T$	$g \cdot \bar{h}$
1,90	0,022	4,8	0,11

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

$$\frac{g \cdot T}{V_w} = 1,9 \Rightarrow T = \frac{1,9 \cdot V_w}{g} = \frac{1,9 \cdot 10}{9,81} = 1,94 \text{ с}; \quad (6.7)$$

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,022 \Rightarrow \bar{h} = \frac{0,022 \cdot V_w^2}{g} = \frac{0,022 \cdot 10^2}{9,81} = 0,22 \text{ м}. \quad (6.8)$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda} = \frac{g \cdot T^2}{2 \cdot \pi} = \frac{9,81 \cdot 1,94^2}{2 \cdot 3,14} = 5,9 \text{ м}. \quad (6.9)$$

Выполняется проверка на глубоководность, удовлетворяющую следующему условию:

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

$36,5 > 2,95$, т.е. условие выполнено.

Высота волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot k_i = 0,22 \cdot 2,1 = 0,47 \text{ м}, \quad (6.11)$$

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

Определим высоту волн по формуле (6.2):

$$h_s = 0,47 + 0,0067 + 0,8 = 1,3 \text{ м}.$$

Отметка гребня бетонной плотины по формуле (6.1):

$$\text{УГБП} = 665 + 1,3 = 666,3 \text{ м}.$$

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:

$$Q_p = Q_{max} - (n - 1) \cdot Q_{ГА} = 1220 - (2 - 1) \cdot 212,5 = 1007 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.12)$$

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:

$$B = \frac{Q_p}{q_b} = \frac{1007}{40,63} = 24,78 \text{ м}, \quad (6.13)$$

где q_b – удельный расход на водосливе:

$$q_b = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 32,5 = 40,63 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.14)$$

где q_p – удельный расход на рисберме:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{нб} = 5 \cdot 6,5 = 32,5 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.15)$$

где $h_{нб} = \nabla_{НБ} - \nabla_{дн} = 598,5 - 592 = 6,5$ – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой $Q=f(H)$ при $Q_{осн. max}$.

$[v_h] = 5 \text{ м/с}$ – допустимая скорость потока на рисберме на скале.

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

Расчёт толщины быка δ_B по формуле Березинского:

$$\delta_B = (0,2 \div 0,25) \cdot b,$$

$$\delta_B = (1,8 \div 2,25) \text{ м},$$

Принимаем толщину быка $\delta_B = 2 \text{ м}$.

Ширину водосливного фронта с учетом быков:

$$B = b \cdot n + (n - 1) \cdot \delta_B = 9 \cdot 3 + (3 - 1) \cdot 2 = 31,0 \text{ м.}$$

6.2.4 Определение отметки гребня водослива

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

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{1007}{0,49 \cdot 27 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 6,7 \text{ м,} \quad (6.16)$$

где m - коэффициент расхода водослива практического профиля, принимаем, $m = 0,49$ (см. рис 6.1);

B - принимается только для водосливного фронта без быков.

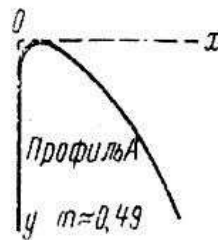


Рисунок 6.1 - Профиль водосливной плотины по Кригеру-Офицерову

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

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{расч}}{m \cdot \sigma_{сж} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{1007}{0,49 \cdot 0,9 \cdot 1 \cdot 27 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 7,17 \text{ м,} \quad (6.17)$$

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

σ_n - коэффициент подтопления.

Коэффициент сжатия определяется по формуле:

$$\sigma_{сж} = 1 - 0,2 \cdot \varepsilon \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot 0,7 \cdot \frac{6,7}{9} = 0,9, \quad (6.18)$$

где ε - коэффициент формы береговых устоев или промежуточных быков водослива (см рис. 6.2).

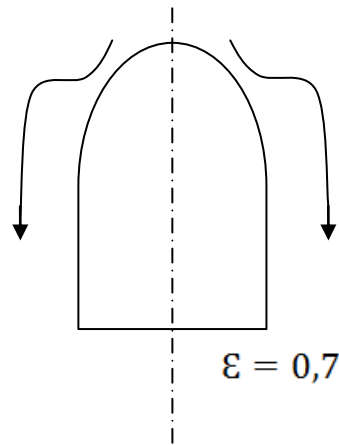


Рисунок 6.2 - Форма боковых устоев

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot v_0^2}{2g} = 7,17 - \frac{1,1 \cdot 0,45^2}{2 \cdot 9,81} = 7,15 \text{ м}, \quad (6.19)$$

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

$$v_0 = \frac{Q_p}{(\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}})(B + (n-1)\delta_B)} = \frac{1007}{(665 - 592) \cdot (27 + (3-1) \cdot 2)} = 0,45 \text{ м/с}, \quad (6.20)$$

где δ_B – толщина быка, которая была принята ранее;
 α – коэффициент Кориолиса, принимаем $\alpha = 1,1$.
 Определим ближайшее стандартное значение напора, согласно [26]:

$$H_{\text{ст}} = 8 \text{ м.}$$

Отметка гребня водослива:

$$\nabla_{\text{ГВ}} = \nabla_{\text{НПУ}} - H_{\text{ст}} = 665 - 8 = 657 \text{ м.} \quad (6.21)$$

Отметка гребня быка:

$$\nabla_{\text{ГБ}} = \nabla_{\text{ГВ}} + 1,6 \cdot H_{\text{ст}} = 657 + 1,6 \cdot 8 = 669,8 \text{ м.} \quad (6.22)$$

Проектную отметку гребня сооружений напорного фронта устанавливаем по наибольшей из отметок – гребня бетонной плотины ($\nabla_{\text{ГБП}} = 666,3 \text{ м}$) и верха быка ($\nabla_{\text{ГБ}} = 669,8 \text{ м}$). Окончательной отметкой гребня гидроузла принимаем значение $669,8 \text{ м}$.

6.2.5 Проверка на пропуск поверочного расхода

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

$$Q_{р.пов} = Q_{\max \text{ повер}} - Q_{ГЭС}, \quad (6.23)$$

где $Q_{\max \text{ повер}}$ - максимальный расчётный расход при обеспеченности 0, 1%.
 $Q_{ГЭС}$ - расход через ГЭС при работе всех агрегатов.

$$Q_{р.пов} = 1457 - 425 = 1032 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Определяем напор над гребнем водослива при пропуске поверочного расхода:

$$H_{01пов} = \left(\frac{Q_{р.пов}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{1032}{0,49 \cdot 27 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,77 \text{ м}. \quad (6.24)$$

Полный напор на водосливе:

$$H_{02пов} = \left(\frac{Q_{р.пов}}{m \cdot \sigma_{сж} \cdot \sigma_{п} \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{1032}{0,49 \cdot 0,89 \cdot 1 \cdot 27 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,29 \text{ м}, \quad (6.25)$$

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

$$\sigma_{сж} = 1 - 0,2 \cdot \varepsilon \cdot \frac{H_{01пов}}{b} = 1 - 0,2 \cdot 0,7 \cdot \frac{6,77}{9} = 0,89. \quad (6.26)$$

Найдем коэффициент расхода водослива безвакуумного профиля для поверочного случая:

Скорость подхода потока к плотине:

$$V_0 = \frac{Q_{р.пов}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ДНА}) \cdot (B + (n-1)\delta_B)} = \frac{1032}{(666,5 - 592) \cdot (27 + (3-1) \cdot 2)} = 0,45 \text{ м/с}, \quad (6.27)$$

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

Предварительно отметку ФПУ принимаем равной 666,5 м, которая в дальнейшем уточнится.

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

$$H_{\text{пов}} = H_{02 \text{ пов}} - \frac{\alpha \cdot v_{0 \text{ пов}}^2}{2g} = 7,29 - \frac{1,1 \cdot 0,45^2}{2 \cdot 9,81} = 7,28 \text{ м.} \quad (6.28)$$

Определяем расчётную отметку форсированного уровня:

$$\nabla \text{ФПУ}_p = \nabla \text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 657 + 7,28 = 664,28 \text{ м.} \quad (6.29)$$

Расчётная отметка $\nabla \text{ФПУ}$ оказалась меньше заданной, следовательно отметки $\nabla \text{ФПУ}$ равной 666,5 метров достаточно для пропускной способности водослива.

6.2.6 Построение профиля водосливной грани

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

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

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	15,152	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
0,8	0,928	14,4	7,896	22,4	19,696	30,4	35,768
1,6	1,584	15,2	8,864	23,2	20,88	31,2	37,584

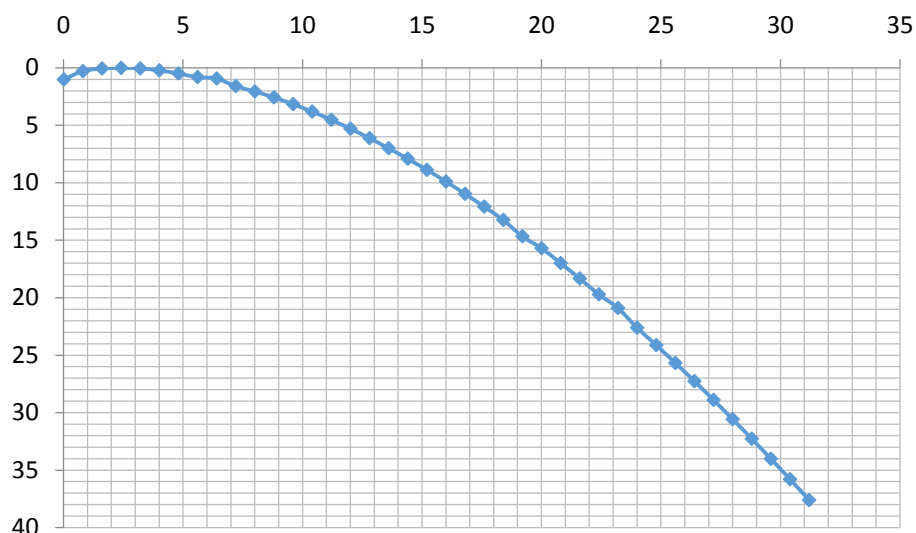


Рисунок 6.3 – Оголовок плотины

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 6.4).

При данном сопряжении бьефов определяем тип гидравлического прыжка.

Определяем критическую глубину:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{g \cdot (B + (n-1) \delta_6)^2}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 1007^2}{9,81 \cdot (27 + (3-1) \cdot 2)^2}} = 4,91 \text{ м.} \quad (6.30)$$

Определяем полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{дна} = 665 - 592 = 73 \text{ м.} \quad (6.31)$$

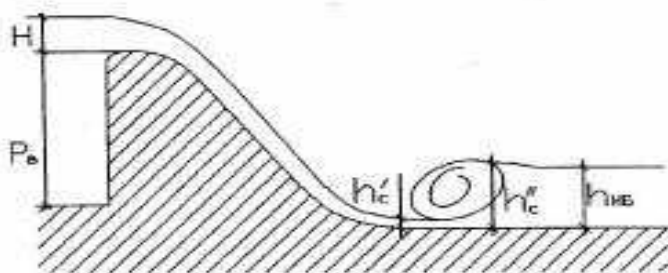


Рисунок 6.4 – Оголовок и сжатое сечение

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{73}{4,91} = 14,86 \text{ м.} \quad (6.32)$$

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 $\xi_c = 0,19$ и $\xi_c'' = 3,1$.

Отсюда, сопряжённые глубины:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,19 \cdot 4,91 = 0,93 \text{ м,} \quad (6.33)$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{кр} = 3,1 \cdot 4,91 = 15,22 \text{ м.} \quad (6.34)$$

Глубина в НБ при $Q_{max} = 1220 \text{ (м}^3/\text{с)}$, $h_{НБ} = 6,5 \text{ м}$, следовательно, прыжок отогнанный ($h_c'' > h_{НБ}$).

Отогнанный прыжок за плотиной не допускается и проектируется сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка. Для этого необходимо создать с нижним бьефом соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью гасителей энергии. Поскольку высота плотины выше 40 метров и она находится на скальном основании, то принимаем гашение энергии способом свободно отбрасываемой струи.

6.2.8 Сопряжение бьефов свободной отброшенной струей

Высота от дна до носочка:

$$a = h_{НБ} + 1 = 7,3 + 1 = 8,3 \text{ м,} \quad (6.35)$$

где $h_{НБ} = 7,3 \text{ м}$ – глубина в НБ при $Q = 0,1\%$.

Отметка носка:

$$\nabla_{НОС} = \nabla_{ДНА} + a = 592 + 8,3 = 600,3 \text{ м.} \quad (6.36)$$

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:

$$V_H = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_H} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 64,7} = 32,02 \text{ м/с,} \quad (6.38)$$

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

Высота потока воды на носке:

$$h_H = \frac{q}{V_H} = \frac{32,5}{32,02} = 1,02 \text{ м}, \quad (6.39)$$

где $q = \frac{Q_{p.осн}}{B+(n-1)\delta_6} = \frac{1007}{27+(3-1)\cdot 2} = 32,5 \text{ м/с}.$ (6.40)

Число Фруда:

$$Fr = \frac{V_H^2}{g \cdot h_H} = \frac{32,02^2}{9,81 \cdot 1,02} = 102,9. \quad (6.41)$$

Если число Фруда $Fr \geq 35$, то $k_a = (0,8 \div 0,9)$. Принимаем в дальнейших расчётах $k_a = 0,9$.

Дальность отлета струи:

$$L = K_a \cdot Z_H \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{Z_0}{Z_H} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha}} \right), \quad (6.42)$$

где α – угол наклона носка, $\alpha = 30$.

$$Z_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{НБ} = 665 - 598,5 = 65,5 \text{ м}. \quad (6.43)$$

По формуле (6.42):

$$L = 0,9 \cdot 64,7 \cdot 0,9^2 \cdot \sin^2(2 \cdot 30) \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{65,5}{64,7} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0,9^2 \cdot \sin^2 30}} \right) = 82,95 \text{ м}.$$

Проверим на выполнение условие безопасного отлёта струи на прочном скальном основании $L > 0,5 \cdot H_{пл}$,

$$82,95 > 0,5 \cdot 65,5$$

$$82,95 \text{ м} > 32,75 \text{ м} - \text{условие выполняется.}$$

Глубина размыва – яма:

$$h_{раз} = t - h_{НБ}, \quad (6.44)$$

где $t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{НБ}}{d}} \cdot h_H;$ (6.45)

d – средняя крупность отдельностей, принимает $d=1$ м.
Таким образом:

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{102,9}) \cdot \sqrt{102,9} \cdot \sqrt[4]{\frac{6,5}{1}} \cdot 1,02 = 25,26 \text{ м.}$$

$$h_{\text{раз}} = 25,26 - 6,5 = 18,76 \text{ м.}$$

Центр ямы:

$$L_1 = L + \frac{t}{\operatorname{tg} \alpha_1}, \quad (6.46)$$

$$\text{где } \operatorname{tg} \alpha_1 = \sqrt{\operatorname{tg}^2 \alpha + \frac{2 \cdot g \cdot (0,5 \cdot h_{\text{н}} \cdot \cos \alpha + a - h_{\text{нб}})}{V_{\text{н}}^2 \cdot \cos^2 \alpha}}, \quad (6.47)$$

$$\operatorname{tg} \alpha_1 = \sqrt{\operatorname{tg}^2 30 + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 1,02 \cdot \cos 30 + 8,3 - 6,5)}{32,02^2 \cdot \cos^2 30}} = 0,62,$$

$$L_1 = 82,95 + \frac{25,26}{0,62} = 123,36 \text{ м.}$$

Длина горизонтального участка ямы размыва вдоль течения на уровне не размывтого русла равна

$$b_p = 2,5 \cdot h_{\text{кр}} + 3,7 \cdot h_{\text{раз}} = 2,5 \cdot 4,91 + 3,7 \cdot 18,76 = 81,7 \text{ м.} \quad (6.48)$$

6.3 Конструирование бетонной плотины

6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу (см. рисунок 6.5).

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

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

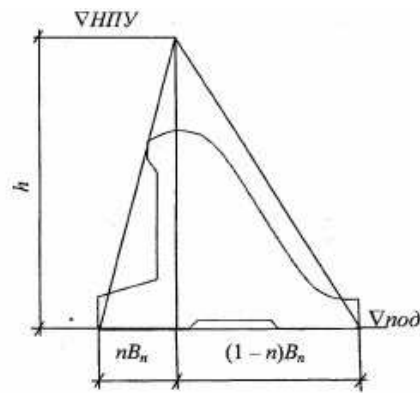


Рисунок 6.5 – Схема треугольного профиля плотины.

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

Таким образом, из условия недопущения растягивающих напряжений, ширина водосливной плотины по основанию определяется, как:

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_6}{\rho_w}(1-n)+n(2-n)-\alpha_1}}, \quad (6.49)$$

где α_1 – коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счет устройства противофильтрационных завес, дренажей и шпунтов, принимаемый 0,5;

$$h = \nabla_{НПУ} - \nabla_{под} = 665 - 590 = 75 \text{ м.} \quad (6.50)$$

Исходя из инженерно-геологических условий скальных грунтов основания заглубляем подошву на 2 м.

$$\nabla_{под} = \nabla_{дно} - (1 \div 2) = 592 - 2 = 590 \text{ м.}$$

Из условия устойчивости плотины на сдвиг по основанию ширина подошвы водосливной плотины определится из выражения:

$$B_n^{II} = \frac{\gamma_n h}{f\left(\frac{\rho_6}{\rho_w} + n - \alpha_1\right)}, \quad (6.51)$$

где γ_n – коэффициент надёжности по назначению сооружения, принимаемый в зависимости от класса сооружения 1,20;

f – коэффициент трения бетона по грунту, принимаемый для скалы 0,78.

Точка пересечения кривых определит искомую ширину подошвы водосливной плотины.

Для нахождения n воспользуемся алгебраическими вычислениями путем приравнивания B_n^I и B_n^{II} . Все расчёты сведены в таблицу 6.4, а сам график представлен на рисунке 6.6. В результате получаем ширину подошвы $B=55,8$ м при $n=0,167$.

Таблица 6.4 – Расчет ширины подошвы плотины

n	B'	B''
0,05	54,74	59,17
0,1	55,14	57,69
0,15	55,63	56,29
0,2	56,21	54,95
0,25	56,90	53,67
0,3	57,7	52,45

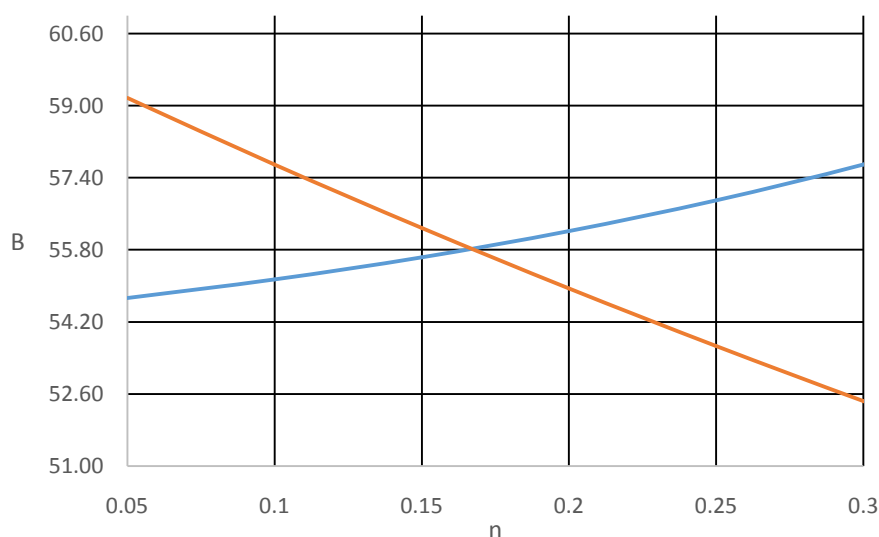


Рисунок 6.6 – К расчёту ширины подошвы плотины

6.3.2 Разрезка плотины швами

Разрезку бетонной водосливной плотины осуществляем по быкам.

Швы устраиваем для обеспечения монолитности бетона секций плотины при неравномерном распределении температурных напряжений в теле плотины.

Расстояние межсекционными швами в бетонных сооружениях на скальном основании быть не более 30 м.

Ширина секции составляет:

$$b + \delta_{\sigma} = 9 + 2 = 11 \text{ м.} \quad (6.52)$$

Температурно-усадочные швы для плотин на скальном основании принимаем шириной 1 см на расстоянии 5 м от лицевых граней и гребня, а внутри тела плотины 0,3 см.

6.3.3 Быки

На водосливе устраивают быки для деления водосливного фронта на пролеты и для установки затворов (см. рисунок 6.7).

Согласно рекомендациям, для $b=9$ м, толщина быка (По Березинскому) принимается в диапазоне от $0,2 \cdot b$ до $0,25 \cdot b$, либо больше. Для расчётной ширины водослива $d=(1,8-2,25)$ м. Принимаем толщину быка, равной 2,0 метра.

Ширина паза ремонтного затвора $a = 0,5$ м.

Длина паза ремонтного затвора $c=0,5$ м.

Длина паза рабочего затвора $m=1$ м.

Ширина паза рабочего затвора $n = \frac{m}{2}$ м, принимаем 0,5 м.

Толщина разрезного быка между пазами $d_0 = 1$ м.

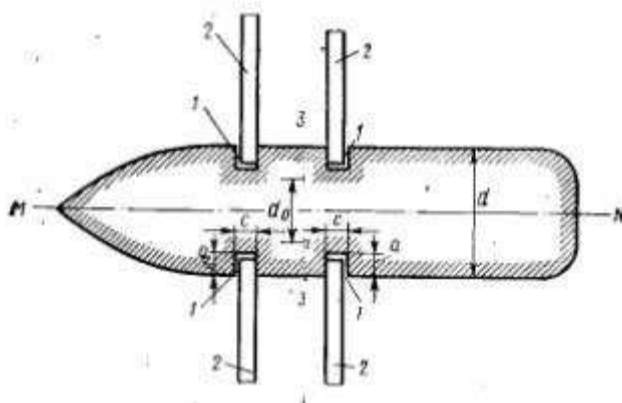


Рисунок 6.7 – Схема быка в плане

6.3.4 Устои

Устои плотин предназначены для защиты примыкающей к водосливу земляной плотины, или берега от размыва водой, сбрасываемой через водослив; для обеспечения плавного подхода потока к водосливу и плавного его растекания в нижнем бьефе; для предотвращения опасного воздействия фильтрации в зоне примыкания водосливной плотины к земляной или берегу.

В нашем случае устраиваем отдельный устой, который отделяется водосливную плотину от стационарной части плотины, для разделения потока.

6.3.5 Галереи в теле плотины

В теле плотины устраиваем смотровые галереи с шагом 20 м по высоте.

Одну из продольных галерей спроектируем выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотин.

Размеры галерей принимаем: смотровая- 1,25·2 м; буровая – 3,5·4 м.

6.3.6 Дренаж тела бетонной плотины

Вдоль напорной грани плотины устраиваем устройство дренажа в виде вертикальных скважин, диаметров 20 см с расстоянием между осями 2 м.

Также предусмотрим горизонтальные скважины прямоугольного сечения площадью 600см², расположенные по высоте плотины через 2 метра.

Расстояние от напорной грани до оси дренажа, а также до верховой грани продольной галереи:

$$a_{др} \geq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{I_{кр.м}} = \frac{75 \cdot 1,20}{25} = 3,6 \text{ м}, \quad (6.53)$$

где H_d – напор над расчётным сечением, $H_d = \nabla_{НПУ} - \nabla_{под} = 665 - -590 = 75$ м;

$I_{кр.м} = 25$ - величина критического среднего градиента напора;

$\gamma_n = 1,20$ -коэффициент надёжности.

Принимаем $a_{др} = 4$ м.

6.4 Элементы подземного контура плотины

6.4.1 Цементационная завеса

В основании плотины, стоящей на скале, для уменьшения фильтрационного давления устраиваем цементационную завесу и вертикальный дренаж.

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$l_1 = (0,1 \div 0,25) \cdot B, \quad (6.54)$$

где B – ширина подошвы плотины.

$$l_1 = 0,1 \cdot 55,8 = 5,58 \text{ м}. \quad (6.55)$$

Принимаем $l_1 = 6$ м.

Глубина цементационной завесы:

$$h_{зав} = (0,5 \div 0,8) \cdot H, \quad (6.56)$$

где $H = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}_{\text{min}}} = 665 - 593,5 = 71,5$ м;

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

Принимаем:

$$h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot 71,5 = 35,75 \text{ м.}$$

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{\Delta H \cdot \gamma}{J_{\text{кр}}}, \quad (6.57)$$

где ΔH – потери напора на завесе:

$$\Delta H = H_{\text{д}} - H_{\text{ас}} = 75 - 0,4 \cdot 75 = 45 \text{ м;}$$

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

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{45 \cdot 1,20}{15} = 3,6 \text{ м.}$$

6.4.2 Дренаж

Глубина дренажа:

$$h_{\text{др}} = (0,5 \div 0,7) \cdot h_{\text{зав}}. \quad (6.58)$$

Принимаем:

$$h_{\text{др}} = 0,5 \cdot 35,75 = 17,88 \text{ м.}$$

Диаметр скважин для дренажа принимаем 0,2 м. с шагом 2м.

Расстояние от оси цементной завесы до оси дренажа принимаем из следующих условий:

$$l_2 > 4 \text{ м и } l_2 > \frac{\delta_{\text{зав}}}{2}; \quad (6.59)$$

$$l_2 = \frac{3,6}{2} = 1,8 \text{ м;}$$

Принимаем: $l_2 = 5$ м.

6.5 Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины

6.5.1 Определение основных нагрузок на плотину

Расчёты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняются для основного сочетания нагрузок и воздействий ($\Delta H_{B_{min}}$ и НПУ). В состав основного сочетания входят нагрузки постоянные, временные, длительные и кратковременные. Нагрузки и воздействия должны приниматься в наиболее неблагоприятных, но возможных сочетаниях.

6.5.1.1 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCad.

$$S_{пл} = 2092,74 \text{ м}^2, S_{\delta} = 2460,58 \text{ м}^2.$$

Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\delta}}{b + \delta_{\delta}} = \frac{2092,74 \cdot 9 \cdot 9,81 \cdot 2400}{9+2} = 40313,02 \text{ кН/м.} \quad (6.60)$$

Вес быка и точку его приложения определяется аналогичным образом:

$$G_{\delta} = \frac{S_{\delta} \cdot \delta_{\delta} \cdot \rho_{\delta} \cdot g}{b + \delta_{\delta}} = \frac{2460,58 \cdot 2 \cdot 2400 \cdot 9,81}{9+2} = 10533,07 \text{ кН/м.} \quad (6.61)$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g, \quad (6.62)$$

где f - площадь затвора по формуле (6.63):

$$f = (\nabla_{ФПУ} - \nabla_{ГВ} + 0,5) \cdot b = (666,5 - 657 + 0,5) \cdot 9 = 90 \text{ м}^2. \quad (6.63)$$

Таким образом по формуле (6.62):

$$Q_3 = 0,055 \cdot 90 \sqrt{90} \cdot 9,81 = 460,7 \text{ кН.}$$

Вес затвора приводится к 1 п.м:

$$G_{зат} = \frac{Q_3}{b + \delta_{\delta}} = \frac{460,7}{9+2} = 41,88 \text{ кН/м.} \quad (6.64)$$

6.5.1.2 Сила гидростатического давления воды

Эпюры гидростатического давления воды принимаем по треугольнику. Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

с верхнего бьефа:

$$T_B = \frac{g \cdot H_B^2 \cdot \rho_B}{2} = \frac{9,81 \cdot 75^2 \cdot 1000}{2} = 27590,6 \text{ кН/м}, \quad (6.65)$$

где $H_B = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{Подошвы}} = 665 - 590 = 75 \text{ м}$.

с нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{g \cdot H_H^2 \cdot \rho_B}{2} = \frac{9,81 \cdot 3,5^2 \cdot 1000}{2} = 60,1 \text{ кН/м}, \quad (6.66)$$

где $H_H = \nabla_{\text{УНБ}_{\min}} - \nabla_{\text{Подошвы}} = 593,5 - 590 = 3,5 \text{ м}$.

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:

$$\begin{aligned} W_{\text{вз}} &= \rho_w \cdot g \cdot B \cdot (\nabla_{\text{НБ}_{\min}} - \nabla_{\text{Под}}) = \\ &= 1000 \cdot 9,81 \cdot 55,8 \cdot (593,5 - 590) = 1915,9 \text{ кН/м}. \end{aligned} \quad (6.67)$$

6.5.1.4 Волновое воздействие

Равнодействующая волнового давления:

$$\begin{aligned} W_{\text{волн}} &= 0,5 \cdot \rho_B \cdot g \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 0,47 \cdot \\ &\cdot \left(\frac{5,86}{3,14} + \frac{0,12}{2} \right) = 4,45 \text{ кН}, \end{aligned} \quad (6.68)$$

где h_0 - по формуле:

$$h_0 = \frac{\pi h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 0,47^2}{5,86} = 0,12 \text{ м}. \quad (6.69)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{5,86}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 0,47 = 0,76 \text{ м.} \quad (6.70)$$

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 6.8.

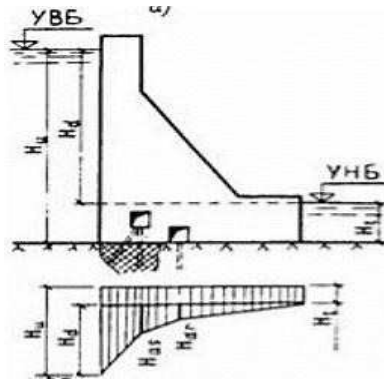


Рисунок 6.8 – Эпюра пьезометрического напора по подошве плотины

Для второго класса сооружений на основании [26]:

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБ}_{\min} = 665 - 593,5 = 71,5 \text{ м;} \quad (6.71)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 71,5 = 28,6 \text{ м;} \quad (6.72)$$

$$H_{dr} = 0,15 \cdot H_d = 0,15 \cdot 71,5 = 10,7 \text{ м.} \quad (6.73)$$

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:

$$W_\phi = \rho_w \cdot g \cdot S_\phi = 1000 \cdot 9,81 \cdot 637,94 = 6258,2 \text{ кН.} \quad (6.74)$$

6.5.1.6 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань определим по формуле:

$$P_H = \gamma_H \cdot h_H \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_H}{2} \right) = 10 \cdot 6 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 29,4 \text{ кПа,} \quad (6.75)$$

где γ_H -удельный вес наносов во взвешенном состоянии, $\gamma_H = 10 \text{ кН/м}^3$,
 h_H -толщина слоя наносов, $h_H=6 \text{ м}$,
 φ_H –угол внутреннего трения наносов, $\varphi_H = 20^\circ$.
 Равнодействующая давления наносов на 1 п.м:

$$E_H = (p_H h_H)/2 = (29,4 \cdot 6)/2 = 88,1 \text{ кН.} \quad (6.76)$$

Пассивное давление грунта основания на плотину со стороны нижнего бьефа:

$$P_{\text{пас}} = (\gamma_{\text{бет}}^{\text{взв}} \cdot h_{\text{пл}} + \gamma_{\text{ск}}^{\text{взв}} \cdot h_{\text{ск}}) \cdot tg^2 \left(45 + \varphi_{\text{ск}}/2 \right) = (15 \cdot 2) \cdot tg^2 \left(45 + \right. \\ \left. + 40 \right) = 137,96 \text{ кПа,} \quad (6.77)$$

где $\gamma_{\text{ск}}^{\text{взв}}$ -удельный вес скалы во взвешенном состоянии, $\gamma_{\text{ск}}^{\text{взв}} = 15 \text{ кН/м}^3$,
 $h_{\text{ск}}$ -толщина слоя скалы, $h_{\text{ск}}=2 \text{ м}$,
 $\varphi_{\text{ск}}$ –угол внутреннего трения наносов, $\varphi_{\text{ск}} = 40^\circ$.

Равнодействующая пассивного давления на 1 п.м:

$$E_H = (p_{\text{пас}} h_{\text{ск}})/2 = (137,96 \cdot 2)/2 = 137,96 \text{ кН.} \quad (6.78)$$

6.5.2 Расчёт прочности плотины

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

Все напряжения считаем относительно горизонтального сечения подошвы.

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

Для удобства расчёта составим таблицу 6.5, в которую внесем все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке.

Таблица 6.5 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	γ_f	Направление силы	Основной случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
Тв	1	→	27590,6	25	689765,6
Тн	1	←	60,1	1,17	-70,3
Gб	0,95	↓	10006,4	12,72	-127281,6
Gпл	0,95	↓	38297,4	11,06	-423568,9
Wвзв	1	↑	1915,9	0	0,0
Wф	1	↑	6258,2	13,59	85048,9
Ен	1,2	→	105,76	4	423,1
Wволн	1	→	4,45	74,24	330,2
Gз	0,9	↓	37,69	25,41	-957,7
-	-	-	$\Sigma \downarrow \uparrow = 37724,4$	-	$\Sigma M = 251653,2$

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

Для верховой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B^2} = -\frac{37724,4}{55,8} + \frac{6 \cdot 251653,2}{55,8^2} = -191,13 \text{ кПа}, \quad (6.79)$$

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:

$$\begin{aligned} \sigma_x^u &= \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -191,13 \cdot 0 - 10 \cdot 75 \cdot (1 - 0) = \\ &= -750 \text{ кПа}, \end{aligned} \quad (6.80)$$

где $\gamma_w = 10 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес воды;

$H_d^u = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{подошвы}} = 665 - 590 = 75 \text{ м.}$ –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:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0. \quad (6.81)$$

Главное напряжение:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -191,13 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 75 \cdot 0 = -191,13 \text{ кПа}. \quad (6.82)$$

Главное напряжение:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 75 = -750 \text{ кН/м}^2. \quad (6.83)$$

Для низовой грани аналогично.

Нормальное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{B^2} = -\frac{37724,4}{55,8} - \frac{6 \cdot 251653,2}{55,8^2} = -1161,0 \text{ кН/м}^2. \quad (6.84)$$

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = -1161,0 \cdot 0,75^2 - 10 \cdot 3,5 \cdot (1 - 0,75^2) = -668,38 \text{ кН/м}^2, \quad (6.85)$$

где $m_t = \tan \alpha_2$, где $\alpha_2 = 53^\circ$ – угол между низовой гранью и горизонталью;
 $H_d^t = \nabla_{\text{УНБ}_{\min}} - \nabla_{\text{подошвы}} = 593,5 - 590 = 3,5 \text{ м.}$ – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа;

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 3,5 - 1161,0) \cdot 0,75 = 844,5 \text{ кН/м}^2. \quad (6.86)$$

Главные напряжения:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = -1161,0 \cdot (1 + 0,75^2) + 10 \cdot 3,5 \cdot 0,75^2 = -1794,38 \text{ кН/м}^2, \quad (6.87)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 3,5 = -35 \text{ кН/м}^2. \quad (6.88)$$

Для наглядности все расчёты сведены в таблицу 6.6.

Таблица 6.6 – Напряжения, возникающие в плотине

Грань	Напряжение	Значение, $\frac{кН}{м^2}$
Верховая	σ_y^u	-191,13
	σ_x^u	-750
	τ_{xy}^u	0
	σ_1^u	-191,13
	σ_3^u	-750
Низовая	σ_y^t	-1161,0
	σ_x^t	-668,38
	τ_{xy}^t	844,5
	σ_1^t	-35
	σ_3^t	-1794,38

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:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.89)$$

где $\gamma_n = 1,20$ – 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 $\gamma_{cd} = 0,9$;

$$R_b \geq \frac{1,20 \cdot 1 \cdot 1793,87}{0,9} = 2152,64 \text{ кН/м}^2. \quad (6.90)$$

Из данного условия предварительно принимаем бетон класса В5 с расчётным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 2800 \text{ кН/м}^2$,

$$2800 \text{ кН/м}^2 \geq 2152,64 \text{ кН/м}^2.$$

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

$$\sigma'_y < 0, \quad (6.91)$$

$$-192,31 \text{ кН/м}^2 < 0 - \text{условие выполнено.}$$

3. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u; \quad (6.92)$$

$$192,31 \geq 0,25 \cdot 10 \cdot (665 - 590);$$

$$192,31 \text{ кН/м}^2 \geq 187,5 \text{ кН/м}^2.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиями 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:

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n \quad (6.93)$$

где $R = (G_{nl} + G_B - W_{взв} - W_\phi + G_3) \cdot \tan \varphi + c \cdot \omega = (38297,4 + 10006,4 - 1915,9 - 6258,2 + 37,69 \cdot 0,78 + 110 \cdot 55,8) = 35563,1 \text{ кН/м},$ (6.94)

где $\tan \varphi = 0,78$ – внутреннее трение для скалы в основании;

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

$\omega = B_n \cdot 1 = 55,8 \text{ м}^2$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

$$F = T_e - T_n + W_{вол} + E_n = 27590,6 - 60,1 + 4,45 + 105,76 = 27640,75 \frac{\text{кН}}{\text{м}}$$

Таким образом условие на сдвиг:

$$\frac{35563,06 \cdot 0,95}{27640,75 \cdot 1} \geq 1,20,$$

$1,22 \geq 1,20$ – 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 Сарлыкской 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 Сарлыкской 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 Сарлыкской 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 Сарлыкской 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 Сарлыкскую ГЭС, либо принятые на временную работу, учащиеся и студенты, проходящие производственную практику, должны пройти вводный инструктаж по пожарной безопасности.

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

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

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 Сарлыкской 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 Сарлыкской 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 Сарлыкской 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

Год	2021	2022	2023	2024
Установленная мощность, МВт	230	230	230	230
Число часов использования установленной мощности	4200	4200	4200	4200
Выработка электроэнергии, МВт·ч	966168	966168	966168	966168
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	1	1	1	1
Расходы электроэнергии на собственные нужды, МВт·ч	9661,68	9661,68	9661,68	9661,68
Объем реализации электроэнергии, МВт·ч	956506,32	956506,32	956506,32	956506,32
Тариф на электроэнергию, руб./МВт·ч	1042	1077	1110	1143
Выручка от реализации электроэнергии, тыс.руб.	83,06	85,85	88,48	91,11
НДС к выручки, тыс.руб.	12,67	13,10	13,50	13,90

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	58706,208
Прочие расходы	274,0	63030,96
Итого	-	121737,168

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 лет	0,1

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, тыс.руб.
ОАО "СО - ЕЭС"	135,38 тыс. руб/МВт	31142,8152
ОАО АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс. руб/МВт·ч	2179,9584
ОАО ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс. руб/МВт·ч	631,9296
Итого	-	33954,7032

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

Текущие затраты приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу

Наименование	миллионы рублей				
	2022	2023	2024	2025	2026
Амортизационные отчисления	53,84	53,84	53,84	53,84	53,84
Расходы на страхование	26,50	33,41	47,10	62,17	78,88
Эксплуатационные затраты	121,74	121,74	121,74	121,74	121,74
Расходы на ремонт производственных фондов	6,82	11,28	15,90	20,98	26,62
Расходы на услуги регулирующих компаний	33,95	33,95	33,95	33,95	33,95
Налог на воду	9,54	9,54	9,54	9,54	9,54
Итого	53,84	53,84	53,84	53,84	53,84

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 являются крупной статьей оттоков денежных средств после завершения строительства Сарлыкской ГЭС. Значительная их часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

- НДС - 18% от добавленной стоимости;
- взносы в социальные фонды - 34 % от фонда оплаты труда;
- налог на имущество - 2,2 % от среднегодовой стоимости имущества;
- налог на прибыль - 20 % от налогооблагаемой прибыли;
- налог на воду на 1 тыс. кВт* ч - 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Наименование	2021	2022	2023	2024	2025
Налог на прибыль, млн.руб.	262,03	293,64	329,34	364,65	405,42
НДС, млн.руб.	294,80	325,63	335,68	345,69	355,41
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	15,38	15,38	15,38	15,38	15,38
Налог на имущество, млн.руб.	46,59	47,34	46,16	44,98	43,79
Водный налог, млн. руб	9,54	9,54	9,54	9,54	9,54
Итого, млн. руб	628,42	691,62	736,19	780,32	829,64

Существенный отток денежных средств, после завершения строительства будет по налогу на прибыль и налог на добавленную себестоимость (НДС).

8.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Основной формой отражения производственной деятельности, Сарлыкской 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	2022	2023	2024	2025	2026
Выручка (нетто), млн.руб.	1814,0	1869,5	1925,1	1979,0	2031,2

Окончание таблицы 8.7

Наименование	2022	2023	2024	2025	2026
Текущие расходы, млн.руб.	252,4	263,8	282,1	302,2	324,6
Валовая прибыль, млн.руб.	1561,6	1605,8	1643,0	1676,8	1706,6
Прибыль до налогообложения, млн.руб.	360,9	372,0	383,1	393,9	404,3
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	1178,6	1321,1	1462,4	1625,4	1800,1
НОРАТ (Чистая прибыль), млн.руб.	1814,0	1869,5	1925,1	1979,0	2031,2
Справочно: Ставка налога на прибыль Т, %	20	20	20	20	20

Динамика суммы чистой прибыли показано на рисунке 8.2.

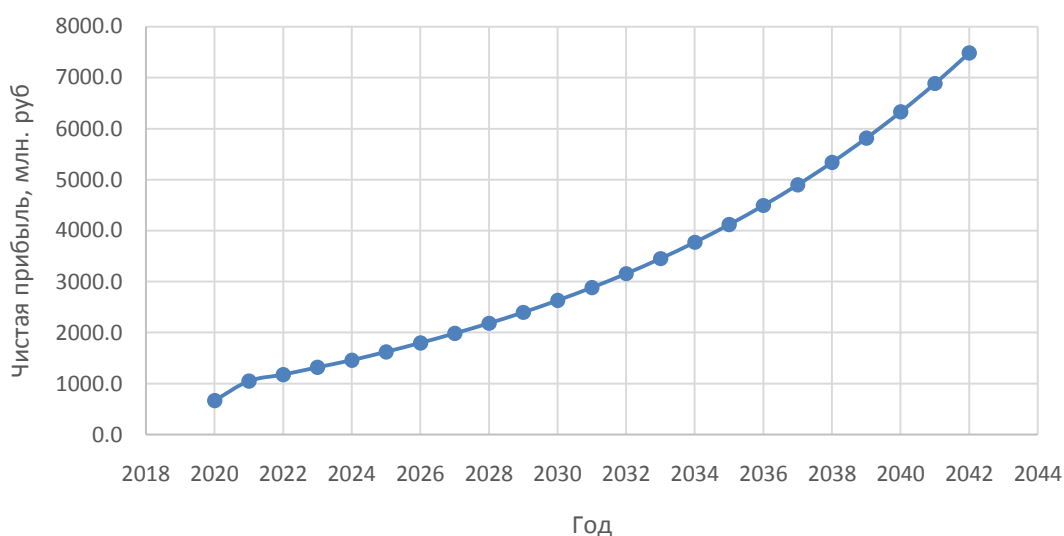


Рисунок 8.2 – Сумма чистой прибыли, млн. руб.

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 Сарлыкской 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 Сарлыкской ГЭС.

Расходная часть – это кредитные средства, а также собственные средства ПАО «РусГидро», реализующего инвестиционный проект строительства Сарлыкской 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.	66
Чистый приведенный доход – NPV, млрд. руб.	5,61

Окончание таблицы 8.8

Индекс прибыльности - PI	1,38
Себестоимость руб./кВт·ч	0,28
Удельные капиталовложения, руб./кВт	25652,2

Для реализации проекта, требуется сумма кредита в размере 15652,2 млн. руб. поставки 10% годовых на срок 66 месяца. Полученная величина себестоимости на электроэнергию Сарлыкской ГЭС 0,28 руб./кВт·ч ниже предписанного Едиными Сценарными Условиями ОАО «РусГидро», что свидетельствует об эффективности инвестиций в строительство ГЭС;

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 8.8.

Таблица 8.8 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральные и региональные бюджеты

Год	2022	2023	2024	2025	2026
Налоговые поступления, млн. руб.	644,18	689,94	735,26	785,75	838,89
В Федеральный бюджет, млн. руб.	47,34	46,16	44,98	43,79	42,61
В региональный бюджет, млн. руб.	691,53	736,10	780,23	829,55	881,49

8.4 Анализ чувствительности инвестиционного проекта

Анализ чувствительности инвестиционного проекта – это оценка влияния изменения исходных параметров инвестиционного проекта (инвестиционные затраты, приток денежных средств, ставка дисконтирования, операционные расходы и т.д.) на его конечные характеристики.

Для анализа чувствительности инвестиционного проекта главное – это оценить степень влияния изменения каждого (или их комбинации) из исходных параметров, чтобы предусмотреть наихудшее развитие ситуации в инвестиционном проекте.

Результаты анализа чувствительности учитываются при сравнении взаимозаменяемых и не взаимозаменяемых, с ограничением по максимальному бюджету инвестиционных проектов. Анализ чувствительности сам по себе не изменяет факторы риска.

Влияние изменения данных параметров представлено в виде динамики изменения PI:

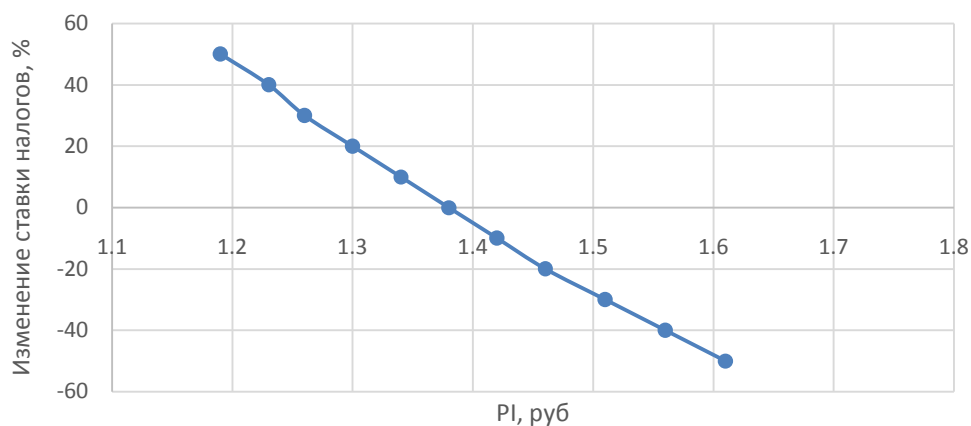


Рисунок 8.3—Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов

Увеличение ставки налогов приводит к уменьшению значения PI (рисунок 8.3).

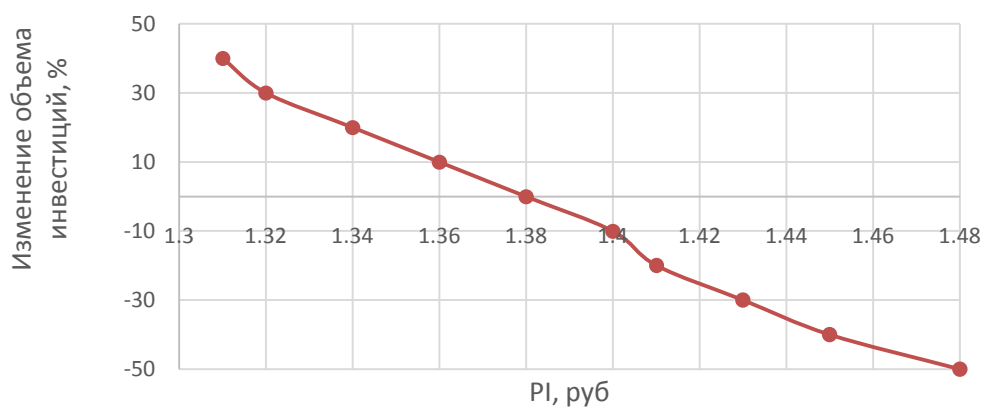


Рисунок 8.4— Сумма PI от в зависимости от изменения объёма инвестиций

Чем больше инвестиций привлекается для реализации проекта, тем меньше PI (рисунок 8.4).

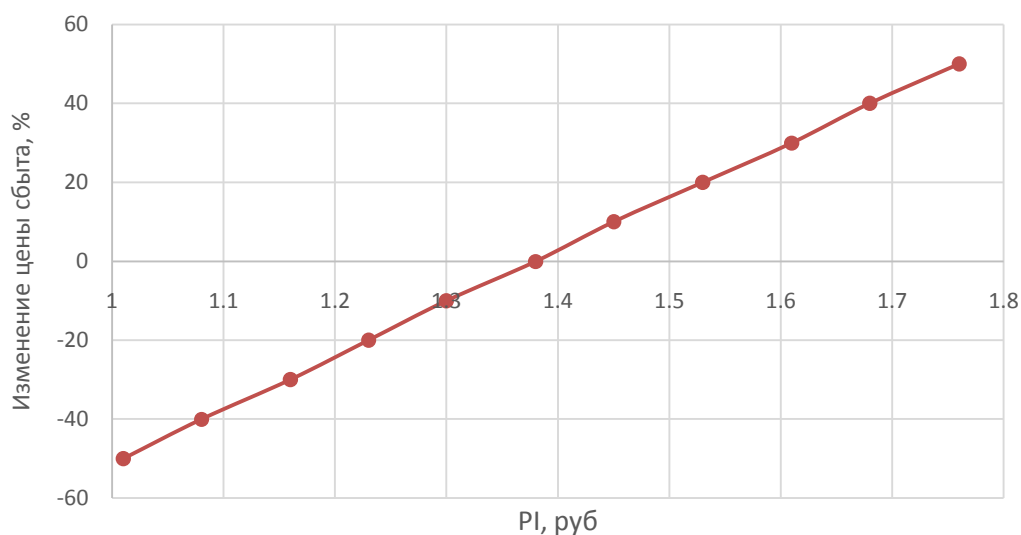


Рисунок 8.5 – Сумма PI в зависимости от изменения цены сбыта

При увеличении цены сбыта происходит рост прибыли, следовательно, индекс прибыльности растет (рисунок 8.5).

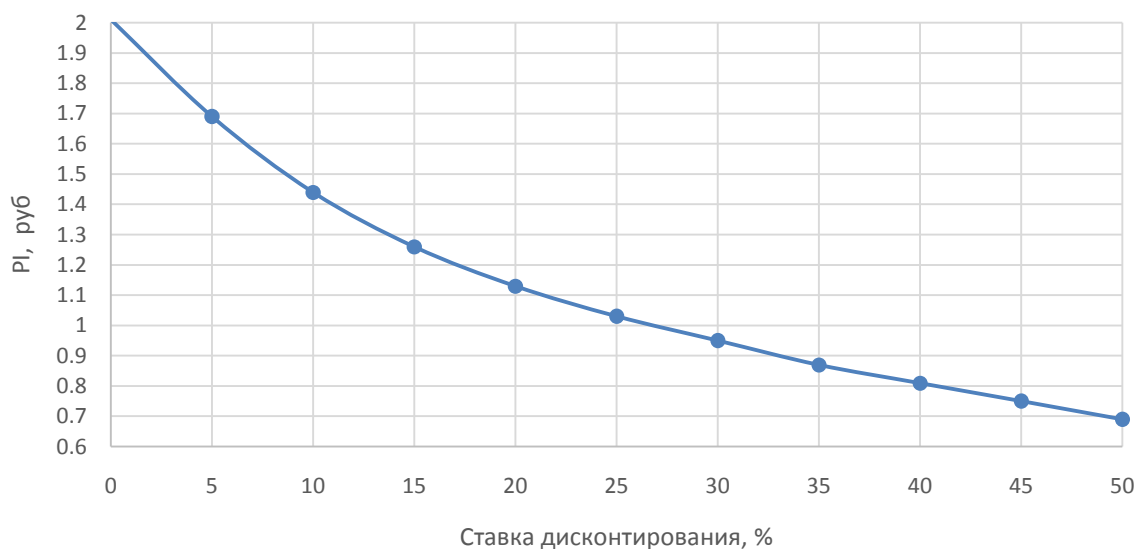


Рисунок 8.6 – Сумма PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Увеличение ставки дисконтирования – уменьшение величины PI (рисунок 8.6).

Проведенный анализ чувствительности показал, что наибольший риск для проекта представляют изменение следующих параметров:

- Увеличение ставки дисконтирования
- Уменьшение объема сбыта продукции
- Увеличение ставки налогов

9 Расчетное обоснование возможности увеличения номинальной мощности гидроагрегатов СШГЭС с 640 МВт до 680 МВт относительно режима работы генератора СВФ1-1285/275-42УХЛ4

9.1 Общие сведения

Для выработки электрической энергии на СШГЭС установлены гидрогенераторы СВФ1-1285/275-42УХЛ4, в которых происходит преобразование механической энергии турбины в электрическую энергию.

Основным параметром генераторов является номинальная активная мощность (МВт), которую они могут выдавать в течение неограниченного времени, работая с номинальным уровнем напряжения, тока, коэффициента мощности и частоты, температуре охлаждающего агента и др.

При значительных отклонениях этих параметров от номинальных значений генераторы не могут развивать полной мощности.

Чтобы отклонения от номинальных условий работы и возможные аварийные режимы не приводили к выходу из строя и преждевременному износу гидрогенераторов, необходимо учитывать возможные отклонения параметров уже при проектировании, а в эксплуатации не превышать допустимых пределов.

Установленные нормы допустимых отклонений от номинальных режимов являются исходными данными для проектирования гидрогенераторов, а также для действий эксплуатационного персонала.

Таким образом, можно предположить о существовании ресурсных возможностей генераторов Саяно-Шушенской ГЭС, и рассматривать вопрос об увеличении их единичной мощности.

После анализа результатов вибрационных испытаний гидроагрегатов Саяно-Шушенской ГЭС было выявлено, что благоприятная зона работы ГА смещена в зону повышенной мощности (680 МВт). На основании вышеизложенного руководство Саяно-Шушенской ГЭС запросило у ПАО «Силовые машины» рассмотреть возможность провести необходимые расчеты и испытания, с целью выявления возможности увеличения максимальной мощности ГА СШГЭС.

Также увеличение мощности Саяно-Шушенской ГЭС ведет к повышению престижа станции, что становится актуальным при условии того что Красноярская ГЭС в ближайшее время планирует присвоить себе статус крупнейшей ГЭС в стране, путем увеличения выдаваемой мощности.

Еще одним преимуществом увеличения единичной мощности генераторов Саяно-Шушенской ГЭС до 680 МВт является то, что при, казалось бы, небольшом приросте мощности на одном гидроагрегате (40 МВт), при пересчете на месячную или же годовую прибыль, доходы от продажи электроэнергии значительно увеличатся. Однако на Саяно-Шушенской ГЭС существуют некоторые ограничения по выдаваемой мощности, в связи с чем, рассматривать данный довод как положительный

при принятии решения о перемаркировке генераторов Саяно-Шушенской ГЭС не предоставляется возможным.

9.2 Перечень расчетов в части гидрогенератора, необходимых для обоснования увеличения номинальной мощности гидроагрегатов СШГЭС

По данным, полученным от ПАО «Силовые машины», при перемаркировке гидрогенератора СШГЭС на номинальную мощность 680 МВт потребуется не только повышение номинальной мощности от 640 МВт до 680 МВт, но и повышение номинального коэффициента мощности до значения 0,95 или выше, а также изменение других технических параметров гидрогенератора.

Окончательная величина повышенного номинального коэффициента мощности может быть определена при проведении расчетов и испытаний при повышенной мощности генератора 680 МВт.

Расчеты проведенные ПАО «Силовые машины» в части гидрогенератора, необходимые для обоснования увеличения номинальной мощности гидроагрегатов СШГЭС:

- электромагнитный расчет;
- вентиляционный и тепловой расчеты;
- расчеты воздухо- и маслоохладителей с рассмотрением возможности увеличения интенсивности охлаждения;
- расчеты прочности узлов генератора;
- гидродинамический расчет подпятника при увеличении гидравлической нагрузки;
- расчет токов и напряжений возбуждения генератора.

9.3 Результаты расчетов проведенных для гидрогенератора СШГЭС

Электромагнитные, тепловые, механические, а также расчеты воздухоохладителей гидрогенератора СШГЭС при мощности 680 МВт и $\cos\varphi = 0,95$ были проведены ПАО «Силовые машины», некоторые результаты этих расчетов, а также сравнение их с исходными параметрами (при мощности 640 МВт и $\cos\varphi = 0,90$) представлены в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Результаты расчетов параметров гидрогенератора

Наименование величин	Обозначение	Единицы измерений	Величина при P=680 МВт и $\cos\varphi = 0,95$	Величина при P=640 МВт и $\cos\varphi = 0,90$	Изменение величины
Полная мощность	S	МВА	715,8	711	4,8
Активная мощность	P	МВт	680	640	40

Окончание таблицы 9.1

Наименование величин	Обозначение	Единицы измерений	Величина при P=680 МВт и $\cos\varphi = 0,95$	Величина при P=640 МВт и $\cos\varphi = 0,90$	Изменение величины
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$	-	0,95	0,9	0,05
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}}$	кВ	15,75	15,75	0
Ток статора	I	А	26239	26063	176
Номинальная частота сети	f	Гц	50	50	0
Номинальная частота вращения	$n_{\text{ном}}$	об/мин	142,8	142,8	0
Угонная частота вращения	$n_{\text{угон}}$	об/мин	280	280	0
Число фаз статора	m	-	3	3	0
Линейная нагрузка	A	А/см	1184	1184	0
Число полюсов	2p	-	42	42	0
Маховой момент генератора	GD^2	т·м ²	102000	102000	0
Инерционная постоянная	T_J	с	7,95	7,95	0
Постоянная запасенной энергии	H	МВт·с/МВА	3,97	3,97	0
Ток возбуждения	i_e	А	3400	3500	-100
Напряжение возбуждения	u_e	В	500	530	-30
Гарантированный КПД	η	%	98,71	98,41	0,3

На основании данных расчетов можно сделать следующие выводы, что при увеличении единичной мощности гидроагрегата Саяно-Шушенской ГЭС до 680 МВт:

- основные реактивности гидрогенератора при повышении мощности до 680 МВт незначительно возросли (пропорционально повышению полной мощности) по сравнению со значениями соответствующих параметров при работе генератора с мощностью 640 МВт и с коэффициентом мощности $\cos\varphi = 0,90$;

- постоянные времени гидрогенератора при повышении мощности не изменились;

- токи, моменты при внезапных коротких замыканиях, а также магнитные тяжения при повышении мощности не изменились;

- температуры активных частей гидрогенератора не превышают предельно допустимых значений температур;
- значения токов и напряжений возбуждения не превышают значений токов и напряжений при работе генератора с мощностью 640 МВт и с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,90$: ток возбуждения не превысит 3500 А, напряжение возбуждения – 530 В;
- при повышении мощности генератора до 680 МВт, $\cos \varphi = 0,95$ изменения вспомогательного генератора не потребуются;
- существующие воздухоохладители обеспечат работу гидрогенераторов при мощности генератора 680 МВт, $\cos \varphi = 0,95$;
- при повышении мощности генератора, величина КПД предположительно возрастет на 0,3 %;
- при повышении мощности генератора до 680 МВт результаты механического расчета гидрогенератора, в частности, усилия на фундамент, остаются, практически, без изменений.

9.4 Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчеты токов короткого замыкания главной схемы выдачи мощности Саяно-Шушенской ГЭС при увеличении единичной мощности генератора до 680 МВт были выполнены ПАО «Ленгидропроект» на базе расчета токов КЗ АО «ИАЭС» на 2014 г. (из проектной документации 2082-26-1Т-АРЗ «Выполнение комплекса расчетных обоснований и проектных работ, связанных с возможным увеличением номинальной мощности гидроагрегатов СШГЭС с 640 МВт до 680 МВт, расчеты токов КЗ главной схемы выдачи мощности и сети собственных нужд»).

9.4.1 3-х фазное КЗ на шинах 500 кВ

Расчеты 3-х фазного КЗ на шинах 500 кВ при мощности генератора 680 МВт и $\cos \varphi = 0,95$ выполнены для максимального режима работы, т.е. на СШГЭС в работе все 10 генераторов, результаты расчетов, а также сравнение их с исходными параметрами (при мощности 640 МВт и $\cos \varphi = 0,90$), представлены в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Результаты расчета 3-х фазного КЗ на шинах 500 кВ

Составляющая тока КЗ	Значение тока КЗ, А		Изменение величины
	для действующего генератора	для генератора после повышения активной мощности	
Суммарный ток КЗ на шинах 500 кВ	30770	29642	-1128

На основании данных расчетов можно сделать вывод, что при увеличении единичной мощности гидроагрегата Саяно-Шушенской ГЭС до 680 МВт, суммарный ток КЗ на шинах 500 кВ при работе 10 генераторов уменьшится.

9.4.2 3-х фазное КЗ на генераторном напряжении 15,75 кВ

Расчеты 3-х фазного КЗ на генераторном напряжении 15,75 кВ при мощности генератора 680 МВт и $\cos\varphi = 0,95$ выполнены для 4 наиболее тяжелых режимов работы:

- 1 режим – максимальный режим, на СШГЭС в работе 10 генераторов;
- 2 режим – система в максимальном режиме, на СШГЭС в работе 2 генератора и 4 отходящих линии;
- 3 режим – система в минимальном режиме, на СШГЭС в работе 2 генератора и 4 отходящих линии;
- 4 режим – система в минимальном режиме, на СШГЭС в работе 2 генератора и 3 отходящих линии.

Результаты расчетов, а также сравнение их с исходными параметрами (при мощности 640 МВт и $\cos\varphi = 0,90$), представлены в таблицах 9.3, 9.4, 9.5, 9.6 соответственно.

Таблица 9.3 – Результаты расчета 3-х фазного КЗ на генераторном напряжении 15,75 кВ в 1 режиме работы

Составляющая тока КЗ со стороны	Значение тока КЗ, А		
	для действующего генератора	для генератора после повышения активной мощности	Изменение величины
Системы	192700	178310	-14390
Генератора	102000	99930	-2070
Суммарный ток КЗ на напряжении 15,75кВ	294700	278240	-16460

На основании данных расчетов можно сделать вывод, что при увеличении единичной мощности гидроагрегата Саяно-Шушенской ГЭС до 680 МВт, суммарный ток КЗ на генераторном напряжении 15,75 кВ при работе в 1 режиме уменьшится.

Таблица 9.4 – Результаты расчета 3-х фазного КЗ на генераторном напряжении 15,75 кВ во 2 режиме работы

Составляющая тока КЗ со стороны	Значение тока КЗ, А		
	для действующего генератора	для генератора после повышения активной мощности	Изменение величины
Системы	135500	141050	5550
Генератора	102000	99930	-2070
Суммарный ток КЗ на напряжении 15,75 кВ	237500	240980	3480

На основании данных расчетов можно сделать вывод, что при увеличении единичной мощности гидроагрегата Саяно-Шушенской ГЭС до 680 МВт, суммарный ток КЗ на генераторном напряжении 15,75 кВ при работе во 2 режиме увеличится.

Таблица 9.5 – Результаты расчета 3-х фазного КЗ на генераторном напряжении 15,75 кВ в 3 режиме работы

Составляющая тока КЗ со стороны	Значение тока КЗ, А		
	для действующего генератора	для генератора после повышения активной мощности	Изменение величины
Системы	129950	123535	-6415
Генератора	102000	99930	-2070
Суммарный ток КЗ	231950	223465	-8485

На основании данных расчетов можно сделать вывод, что при увеличении единичной мощности гидроагрегата Саяно-Шушенской ГЭС до 680 МВт, суммарный ток КЗ на генераторном напряжении 15,75 кВ при работе в 3 режиме уменьшится.

Таблица 9.6 – Результаты расчета 3-х фазного КЗ на генераторном напряжении 15,75 кВ в 4 режиме работы

Составляющая тока КЗ со стороны	Значение тока КЗ, А		
	для действующего генератора	для генератора после повышения активной мощности	Изменение величины
Системы	119650	115250	-4400
Генератора	102000	99930	-2070
Суммарный ток КЗ на напряжении 15,75 кВ	221650	215180	-6470

На основании данных расчетов можно сделать вывод, что при увеличении единичной мощности гидроагрегата Саяно-Шушенской ГЭС до

680 МВт, суммарный ток КЗ на генераторном напряжении 15,75 кВ при работе в 4 режиме уменьшится.

9.4.3 Однофазное замыкание на землю на шинах 500 кВ

Расчеты значений однофазных токов замыкания на землю при КЗ на шинах 500 кВ при мощности генератора 680 МВт и $\cos\varphi = 0,95$ выполнены для максимального режима работы, на СШГЭС в работе 10 генераторов, результаты расчетов, а также сравнение их с исходными параметрами (при мощности 640 МВт и $\cos\varphi = 0,90$), представлены в таблице 9.7.

Таблица 9.7 – Результаты расчета значений однофазных токов замыкания на землю при КЗ на шинах 500 кВ

Составляющая тока КЗ	Значение тока КЗ, А		Изменение величины
	для действующего генератора	для генератора после повышения активной мощности	
Суммарный ток КЗ на шинах 500 кВ	39000	36297	-2703

На основании данных расчетов можно сделать вывод, что при увеличении единичной мощности гидроагрегата Саяно-Шушенской ГЭС до 680 МВт, суммарный ток КЗ на шинах 500 кВ при работе 10 генераторов уменьшится.

9.5 Результаты расчетов электрических параметров генерирующего тракта СШГЭС

Кроме результатов, приведенных выше, в состав работ ПАО «Ленгидропроект» входило, определение нагрузочной способности электрооборудования, а также проводилась проверка основного электротехнического оборудования на пропуск повышенной (увеличенной) мощности генераторов в условиях работы сети в номинальном режиме, то есть производилась оценка возможности увеличения единичной мощности генераторов при условии работы их с установленным проектным оборудованием (из пояснительной записки 2082-25-1т-ЭО «Выполнение комплекса расчетных обоснований и проектных работ, связанных с возможным увеличением номинальной мощности гидроагрегатов СШГЭС с 640 МВт до 680 МВт, расчеты электрических параметров генерирующего тракта»).

9.5.1 Главные силовые трансформаторы

ПАО «Ленгидропроект» в 2017 году направлял запрос в ПАО «Запорожтрансформатор» с просьбой оказать содействие и обосновать расчетами возможность работы существующих однофазных трансформаторов с учетом ввода новых генерирующих мощностей, либо указать перечень мероприятий, необходимых для гарантированной работы существующего трансформаторного оборудования в условиях увеличенной номинальной мощности гидроагрегатов Саяно-Шушенской ГЭС. Ответа на данный запрос ПАО «Ленгидропроект» не получил (из пояснительной записки 2082-25-1т-ЭО «Выполнение комплекса расчетных обоснований и проектных работ, связанных с возможным увеличением номинальной мощности гидроагрегатов СШГЭС с 640 МВт до 680 МВт, расчеты электрических параметров генерирующего тракта»).

Сопоставление пропускной способности трех однофазных трансформаторов по данным, указанным в заводской документации ПАО «Запорожтрансформатор», и расчетной мощности двух генераторов увеличенной мощности до 680 МВт представлено в таблице 9.8.

Таблица 9.8 – Сопоставление пропускной способности трех однофазных трансформаторов и суммарной мощности двух генераторов

Пропускная способность трех однофазных трансформаторов	Суммарная полная мощность двух генераторов СШГЭС при увеличенной активной мощности (680 МВт)
1599 МВА	1431,6 МВА

Пропускная способность трех однофазных трансформаторов ОРЦ-533000/500У1, работающих на два генератора определяется по формуле:

$$n \cdot S_{\text{ном}} = 3 \cdot 533 = 1599 \text{ МВА} \quad (9.1)$$

где n - количество однофазных трансформаторов;
 $S_{\text{ном}}$ - номинальная мощность одного трансформатора.

Суммарная полная мощность двух генераторов определяется по формуле:

$$n \cdot S = 2 \cdot 715,8 = 1431,6 \text{ МВА} \quad (9.2)$$

где n - количество генераторов;
 S - полная мощность одного генератора.

Проведенный расчет позволяет сделать вывод, что существующие силовые трансформаторы типа ОРЦ-533000/500У1 замены не требуют и могут оставаться в работе при увеличении мощности генераторов Саяно-Шушенской ГЭС с 640 МВт до 680 МВт.

9.5.2 Комплекс элегазового генераторного выключателя

Сопоставление параметров существующих генераторных комплексов НЕС-8А и НЕС-8С, указанных в заводской документации фирмы «АББ», с расчетными параметрами представлено в таблице 9.9.

Таблица 9.9 – Сопоставление заводских параметров генераторных комплексов с расчетными параметрами

Наименование	Тип	Электрические параметры существующего электрооборудования			Электрические параметры тракта выдачи мощности с увеличением номинальной мощности гидроагрегатов СШГЭС до 680 МВт		
		$U_{ном},$ кВ	$I_{ном},$ кА	$I_{откл},$ кА	$U_{ном},$ кВ	$I_{раб.утяж},$ кА ($1,05 \cdot I_{ном}$)	$I_{откл},$ кА
Комплекс элегазового генераторного выключателя	НЕС-8А	15,75	28,5	190	15,75	27,65	178,31
Комплекс элегазового генераторного выключателя	НЕС-8С	15,75	28,5	210	15,75	27,65	178,31

Анализируя вышеизложенное можно сделать вывод, что существующие генераторные комплексы могут оставаться в работе при увеличении мощности генераторов Саяно-Шушенской ГЭС с 640 МВт до 680 МВт.

9.5.3 Токопроводы экранированные

Сопоставление параметров существующих токопроводов типа ТЭКНЕ-20 и ТЭНЕ-20 с естественным воздушным охлаждением главных выводов генераторов Саяно-Шушенской ГЭС, указанных в заводской документации, с расчетными параметрами представлено в таблице 9.10.

Таблица 9.10 – Сопоставление заводских параметров токопроводов с расчетными параметрами

Наименование	Тип	Электрические параметры существующего электрооборудования			Электрические параметры тракта выдачи мощности с увеличением номинальной мощности гидроагрегатов СШГЭС до 680 МВт		
		$U_{ном},$ кВ	$I_{ном},$ кА	$I_{терм.3с};$ $I_{дин},$ кА	$U_{ном},$ кВ	$I_{раб.утяж.},$ кА ($1,05 \cdot I_{ном}$)	$I_{терм.3с}; I_{дин},$ кА
Токопровод экранированный с естественным охлаждением	ТЭКН Е-20/315 00-560-У1	20	31,5	220;560	20	27,65	214,8;497,6
Токопровод экранированный с естественным охлаждением	ТЭНЕ-20/290 00-547-У1	20	29	220;547	20	27,65	214,8;497,6

Токопроводы типа ТЭКНЕ-20 и ТЭНЕ-20 с естественным воздушным охлаждением главных выводов генераторов Саяно-Шушенской ГЭС по своим техническим параметрам не накладывают ограничений на увеличение мощности гидрогенератора до 680 МВА даже без использования принудительного охлаждения.

9.5.4 Трансформаторы тока в главных выводах генераторов

Сопоставление параметров существующих трансформаторов тока в главных выводах генераторов типа ТШ-20 и IGE LGSO, указанных в заводской документации, с расчетными параметрами представлено в таблице 9.11.

Таблица 9.11 – Сопоставление заводских параметров трансформаторов тока с расчетными параметрами

Наименование	Тип	Электрические параметры существующего электрооборудования		Электрические параметры тракта выдачи мощности с увеличением номинальной мощности гидроагрегатов СШГЭС до 680 МВт	
		$U_{ном},$ кВ	$I_{ном},$ кА	$U_{ном},$ кВ	$I_{раб.утяж.},$ кА ($1,05 \cdot I_{ном}$)
Трансформатор тока	ТШ-20	15,75	30	15,75	27,65

Окончание таблицы 9.11

Наименование	Тип	Электрические параметры существующего электрооборудования		Электрические параметры тракта выдачи мощности с увеличением номинальной мощности гидроагрегатов СШГЭС до 680 МВт	
		U _{ном} , кВ	I _{ном} , кА	U _{ном} , кВ	I _{раб.утяж.} , кА (1,05·I _{ном})
Трансформатор тока	IGE LGSO	15,75	30	15,75	27,65

При увеличении единичной мощности генератора до 680 МВт номинальный ток генератора составляет 26239 А, что не превышает 30 кА. Таким образом, трансформаторы тока могут работать в нормальном режиме с увеличением единичной мощности генератора до 680 МВт.

9.5.5 Высоковольтные одножильные кабели 500 кВ

Сопоставление параметров существующих высоковольтных одножильных кабелей 500 кВ с медной жилой в изоляции из сшитого полиэтилена типа Cu/XLPE/CWS/Al-foil/HFPE 2500/300 используемые на Саяно-Шушенской ГЭС как вставка отходящих от энергоблоков ВЛ 500 кВ для присоединения к КРУЭ-500 кВ, указанных в заводской документации, с расчетными параметрами представлено в таблице 9.12.

Таблица 9.12 – Сопоставление заводских параметров кабеля одножильного с расчетными параметрами

Наименование	Тип	Электрические параметры существующего электрооборудования			Электрические параметры тракта выдачи мощности с увеличением номинальной мощности гидроагрегатов СШГЭС до 680 МВт		
		U _{ном} , кВ	I _{ном} , кА	I _{терм.1с} ; I _{дин} , кА	U _{ном} , кВ	I _{раб.утяж.} , кА (1,05·I _{ном})	I _{терм.1с} ; I _{дин} , кА
Кабель одножильный с медной жилой в изоляции из сшитого полиэтилена	Cu/XLPE /CWS/Al-foil/HFPE 2500/300	500	2	39;100	500	1,76	19,6;99,4

Высоковольтные одножильные кабели 500 кВ используемые на Саяно-Шушенской ГЭС как вставка отходящих от энергоблоков ВЛ 500 кВ для присоединения к КРУЭ 500 кВ по своим техническим параметрам не накладывают ограничений на увеличение мощности гидрогенератора до 680 МВт.

9.6 Выводы

В целом, проведенный теоретический сравнительный анализ работы электротехнического оборудования при проектной мощности генераторов 640МВт ($\cos\varphi= 0.90$) и увеличенной мощности генераторов 680МВт ($\cos\varphi= 0,95$) позволяет сделать вывод, что установленное оборудование генерирующего тракта при увеличении мощности Саяно-Шушенской ГЭС может работать в нормальном режиме и не требует замены на новое.

Для подтверждения теоретических выводов Саяно-Шушенской ГЭС необходимо провести ряд испытаний при разных режимах работы гидрогенераторов СШГЭС.

Диаграмма допустимых режимов работы для мощности $P= 640$ МВт, $\cos\varphi= 0,90$ представлена в приложении В, рисунок В.1.

Диаграмма допустимых режимов работы для мощности $P= 680$ МВт, $\cos\varphi= 0,95$ представлена в приложении В, рисунок В.2.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе данного дипломного проекта были рассчитаны и определены основные элементы и параметры средненапорной Сарлыкской ГЭС на реке Катунь, высотой 79,81 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: $Q_{0,1\%}=1457,00$ м³/с, $Q_{0,01\%}=1670,00$ м³/с.

В ходе водно–энергетических расчетов на основе исходных данных по энергосистеме и гидрологических данных была найдена установленная мощность Сарлыкской ГЭС, а также определена зона ее работы в суточных графиках нагрузки для зимы и для лета. Установленная мощность составила $N_{уст}=230$ МВт. Также в ходе работы был определен УМО, отметка которого равна 645,52 м. Полезный объем при данных отметках НПУ 665,00 м и УМО составляет 2,5 км³. Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составила 1,0 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 $-H_{max}=71,00$ м;
- расчетный $-H_{расч}=58,20$ м;
- минимальный $-H_{min}=48,00$ 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 двумя гидроагрегатами, с диаметром рабочих колес 5,0 м (РО75–В–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–110кВ – "две системы сборных шин с обходной". По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТЦ–200000/110, трансформаторы собственных нужд ТСЗ – 2500/13,8/0,4.

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 – 33 м;
- правобережная глухая и левобережная глухая бетонные плотины;

На следующем этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы – 55,80м;
- отметка подошвы водосливной плотины – 590 м;
- число водосливных отверстий – 3;
- отметка гребня – 666,3 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 Сарлыкской 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 – 0,28 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 Катунь в период с 1938 г. по 1987 г.

Годы	Расходы в кубических метрах в секунду												Q _{ср.} год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
1938	48	44	42	72	417	524	426	353	248	169	85	62	208
1939	38	37	38	151	281	357	323	335	223	88	71	48	166
1940	46	42	40	43	449	611	352	302	248	154	85	58	203
1941	31	31	40	80	525	550	387	237	127	81	52	38	182
1942	38	36	35	48	239	1018	545	357	196	123	80	50	231
1943	35	35	37	68	443	850	539	310	242	138	69	48	235
1944	40	38	38	174	723	581	688	408	295	192	85	52	276
1945	32	32	35	79	560	538	581	303	140	115	59	42	210
1946	43	40	36	104	389	628	363	318	237	146	85	56	204
1947	46	42	38	137	527	781	497	313	279	185	131	60	253
1948	37	36	39	56	345	804	474	378	198	135	71	50	218
1949	33	33	36	98	408	656	383	307	152	96	60	42	192
1950	33	32	35	80	429	662	509	266	187	115	66	46	205
1951	28	28	33	183	407	323	245	250	113	77	46	37	148
1952	71	57	53	114	313	839	504	438	417	300	157	95	280
1953	38	35	38	104	458	786	734	405	229	142	78	50	258
1954	31	30	35	104	380	654	492	292	144	112	54	38	197
1955	33	32	35	98	443	685	473	275	167	103	59	42	204
1956	34	32	37	43	612	603	365	302	187	96	62	42	201
1957	27	27	33	98	426	327	301	194	98	75	46	36	141
1958	35	34	38	70	524	860	661	377	202	100	64	44	251
1959	31	30	35	61	415	443	300	219	137	84	55	40	154

Продолжение приложения А

Продолжение таблицы А.1

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср. год}
1960	35	31	36	58	478	450	269	237	190	115	67	52	168
1961	40	25	23	91	657	750	493	292	232	155	76	57	241
1962	34	32	35	98	443	685	475	277	166	10	58	44	196
1963	50	53	45	72	256	788	429	400	214	156	72	56	216
1964	50	46	27	84	420	823	902	506	288	163	98	65	289
1965	38	35	39	131	433	613	472	310	193	116	68	58	209
1966	38	40	52	80	255	823	685	454	271	138	80	48	247
1967	79	65	55	172	402	742	528	409	292	150	102	96	258
1968	35	33	37	104	524	418	275	247	135	88	77	58	169
1969	33	25	35	52	280	610	334	234	138	96	90	50	165
1970	28	33	37	68	320	598	415	369	125	80	63	44	182
1971	55	54	42	87	478	375	306	245	244	165	103	107	188
1972	28	30	37	85	332	1165	635	326	190	115	65	46	255
1973	43	42	42	110	340	323	384	430	260	167	78	53	189
1974	28	30	37	102	1057	340	339	236	117	84	61	49	207
1975	42	37	36	90	1192	1000	644	310	245	198	105	73	331
1976	42	35	28	110	525	752	327	347	227	171	84	60	226
1977	35	33	35	95	500	795	539	280	165	103	63	37	223
1978	42	31	33	118	487	680	357	268	175	115	62	46	201
1979	38	35	37	141	383	997	554	328	187	115	71	50	245
1980	29	29	35	141	334	283	258	193	111	77	46	37	131
1981	27	29	35	60	247	900	439	270	132	141	72	35	199
1982	44	50	40	72	492	469	340	278	165	207	68	54	190
1983	52	51	52	156	398	618	409	359	178	173	88	64	217
1984	45	48	43	134	324	495	319	285	92	105	62	37	166

Продолжение приложения А

Окончание таблицы А.1

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср. год}
1985	44	42	37	104	424	671	352	256	197	146	117	54	204
1986	42	40	32	67	505	557	385	240	177	107	71	45	190
1987	37	35	35	111	512	451	301	236	164	105	53	49	174

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	2,0	1975	331	1975	787	1952	155
2	3,9	1964	289	1964	663	1967	126
3	5,9	1952	280	1972	615	1947	115
4	7,8	1944	276	1958	606	1944	114
5	9,8	1953	258	1944	600	1971	107
6	11,8	1967	258	1953	596	1975	103
7	13,7	1972	255	1979	566	1964	103
8	15,7	1947	253	1966	554	1983	102
9	17,6	1958	251	1961	548	1973	99
10	19,6	1966	247	1942	540	1938	96
11	21,6	1979	245	1943	536	1976	95
12	23,5	1961	241	1947	530	1946	93
13	25,5	1943	235	1952	529	1966	93
14	27,5	1942	230	1977	529	1985	93
15	29,4	1976	226	1967	520	1963	90
16	31,4	1977	223	1948	500	1940	90
17	33,3	1948	219	1945	496	1953	89
18	35,3	1983	217	1974	493	1961	87
19	37,3	1963	216	1976	488	1939	87
20	39,2	1945	210	1956	471	1982	85
21	41,2	1965	209	1962	470	1965	85
22	43,1	1938	208	1963	468	1979	84
23	45,1	1974	207	1950	467	1943	84
24	47,1	1950	205	1981	464	1948	78
25	49,0	1946	204	1955	460	1978	78
26	51,0	1955	204	1965	457	1942	76
27	52,9	1985	204	1954	455	1955	76
28	54,9	1940	203	1978	448	1972	75
29	56,9	1956	201	1983	446	1950	74
30	58,8	1978	201	1949	439	1987	74
31	60,8	1981	199	1938	430	1958	73
32	62,7	1954	197	1940	429	1960	73

Продолжение приложения А

Окончание таблицы А.2

m	P, %	Годы	Qср. год	Годы	Qп	Годы	Qм
33	64,7	1962	196	1985	426	1986	73
34	66,7	1949	192	1970	426	1968	71
35	68,6	1982	190	1941	425	1977	71
36	70,6	1973	189	1946	425	1984	71
37	72,5	1986	189	1986	422	1949	69
38	74,5	1971	188	1982	400	1954	69
39	76,5	1970	182	1987	375	1951	68
40	78,4	1941	182	1973	369	1945	67
41	80,4	1987	174	1968	366	1956	67
42	82,4	1968	169	1969	365	1981	66
43	84,3	1960	168	1960	359	1969	65
44	86,3	1939	166	1984	356	1974	64
45	88,2	1984	166	1971	351	1980	63
46	90,2	1969	165	1959	342	1959	60
47	92,2	1959	154	1939	324	1941	60
48	94,1	1951	148	1957	312	1970	60
49	96,1	1957	141	1951	306	1962	60
50	98,0	1980	131	1980	267	1957	55

Продолжение приложения А

Таблица А.3 – Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году

t,м	Qб.п	Qф	Qв	Qх	Qгэс	Qнб	Qвхк	Vнач	dV, км ³	Vкон	Zн	Zк	Zсред	Zнб	H	Нгэс	Нгар
10	78	1	30	0	108	109	110	7	0,08	6,92	665,00	664,91	664,95	594,07	70,89	69	по вхк
11	42	1	135	0	177	178	90	6,92	0,35	6,57	664,91	663,45	664,18	594,96	69,22	110	110
12	17	1	235	0	252	253	90	6,57	0,61	5,96	663,45	659,26	661,35	595,71	65,64	149	150
1	8	1	270	0	278	279	90	5,96	0,70	5,26	659,26	653,01	656,14	595,93	60,21	150	150
2	7	1	215,00	0	222	223	90	5,26	0,56	4,71	653,01	647,65	650,33	595,43	54,90	110	110
3	12	1	80	0	92	93	90	4,71	0,21	4,50	647,65	645,65	646,65	593,82	52,83	44	по вхк
4	106	1	5	0	111	112	110	4,50	0,01	4,49	645,65	645,52	645,58	594,11	51,47	51	по вхк
5	462	1	-350	0	112	113	110	4,49	-0,91	5,39	645,52	654,23	649,88	594,13	55,75	56	по вхк
6	428	1	-320	0	108	109	110	5,39	-0,83	6,22	654,23	661,24	657,74	594,07	63,67	62	по вхк
7	290	1	-180	0	110	111	110	6,22	-0,47	6,69	661,24	664,03	662,64	594,10	68,54	68	по вхк
8	208	1	-100	0	108	109	110	6,69	-0,26	6,95	664,03	664,98	664,50	594,07	70,44	68	по вхк
9	130	1	-20	0	110	111	110	6,95	-0,05	7,00	664,98	665,00	664,99	594,10	70,89	70	по вхк

Таблица А.4 – Сработка водохранилища в средневодном году по способу 1

t,м	Qб.п.	Qф	Qв	Qх	Qгэс	Qнб	Qвхк	Vнач	dV, км ³	Vкон	Zн	Zк	Zсред	Zнб	H	Нгэс	Нгар
10	103	1	30	0	133	134	110	7	0,08	6,92	665,00	664,91	664,95	594,42	70,54	84	по вхк
11	74	1	135	0	209	210	90	6,92	0,35	6,57	664,91	663,45	664,18	595,30	68,87	129	110
12	52	1	235	0	287	288	90	6,57	0,61	5,96	663,45	659,26	661,35	596,00	65,35	169	150
1	33	1	270	0	303	304	90	5,96	0,70	5,26	659,26	653,01	656,14	596,12	60,01	163	150
2	37	1	215,00	0	252	253	90	5,26	0,56	4,71	653,01	647,65	650,33	595,71	54,62	124	110
3	40	1	80	0	120	121	90	4,71	0,21	4,50	647,65	645,65	646,65	594,24	52,41	57	по вхк
4	98	1	5	0	103	104	110	4,50	0,01	4,49	645,65	645,52	645,58	593,99	51,59	48	по вхк
5	423	1	-350	0	73	74	110	4,49	-0,91	5,39	645,52	654,23	649,88	593,51	56,36	37	по вхк
6	670	1	-320	0	350	351	110	5,39	-0,83	6,22	654,23	661,24	657,74	596,44	61,30	193	по вхк
7	473	1	-180	0	293	294	110	6,22	-0,47	6,69	661,24	664,03	662,64	596,05	66,59	175	по вхк

Продолжение приложения А

Окончание таблицы А.4

t,м	Qб.п.	Qф	Qв	Qх	Qгэс	Qнб	Qвхк	Vнач	dV, км ³	Vкон	Zн	Zк	Zсред	Zнб	H	Ngэс	Nгар
8	275	1	-100	0	175	176	110	6,69	-0,26	6,95	664,03	664,98	664,50	594,94	69,57	109	по вхк
9	167	1	-20	0	147	148	110	6,95	-0,05	7,00	664,98	665,00	664,99	594,60	70,39	93	по вхк

Таблица А.5 – Сработка водохранилища в маловодном году по способу 2

t,м	Qб.п.	Qф	Qв	Qх	Qгэс	Qнб	Qвхк	Vнач	dV, км ³	Vкон	Zн	Zк	Zсред	Zнб	H	Ngэс	Nгар
10	103	1	10	0	113	114	110	7	0,03	6,97	665,00	665,04	665,02	594,14	70,88	72	по вхк
11	74	1	135	0	209	210	90	6,97	0,35	6,62	665,04	663,72	664,38	595,30	69,08	130	110
12	52	1	160	0	212	213	90	6,62	0,41	6,21	663,72	661,15	662,43	595,33	67,10	128	150
1	33	1	235	0	268	269	90	6,21	0,61	5,60	661,15	656,14	658,64	595,85	62,80	151	150
2	37	1	170,00	0	207	208	90	5,60	0,44	5,16	656,14	652,03	654,08	595,28	58,80	109	110
3	40	1	180	0	220	221	90	5,16	0,47	4,69	652,03	647,53	649,78	595,41	54,37	108	по вхк
4	98	1	80	0	178	179	110	4,69	0,21	4,49	647,53	645,52	646,52	594,97	51,55	82	по вхк
5	423	1	-350	0	73	74	110	4,49	-0,91	5,39	645,52	654,23	649,88	593,51	56,36	37	по вхк
6	670	1	-320	0	350	351	110	5,39	-0,83	6,22	654,23	661,24	657,74	596,44	61,30	193	по вхк
7	473	1	-180	0	293	294	110	6,22	-0,47	6,69	661,24	664,03	662,64	596,05	66,59	175	по вхк
8	275	1	-100	0	175	176	110	6,69	-0,26	6,95	664,03	664,98	664,50	594,94	69,57	109	по вхк
9	167	1	-20	0	147	148	110	6,95	-0,05	7,00	664,98	665,10	665,04	594,60	70,44	93	по вхк

Продолжение приложения А

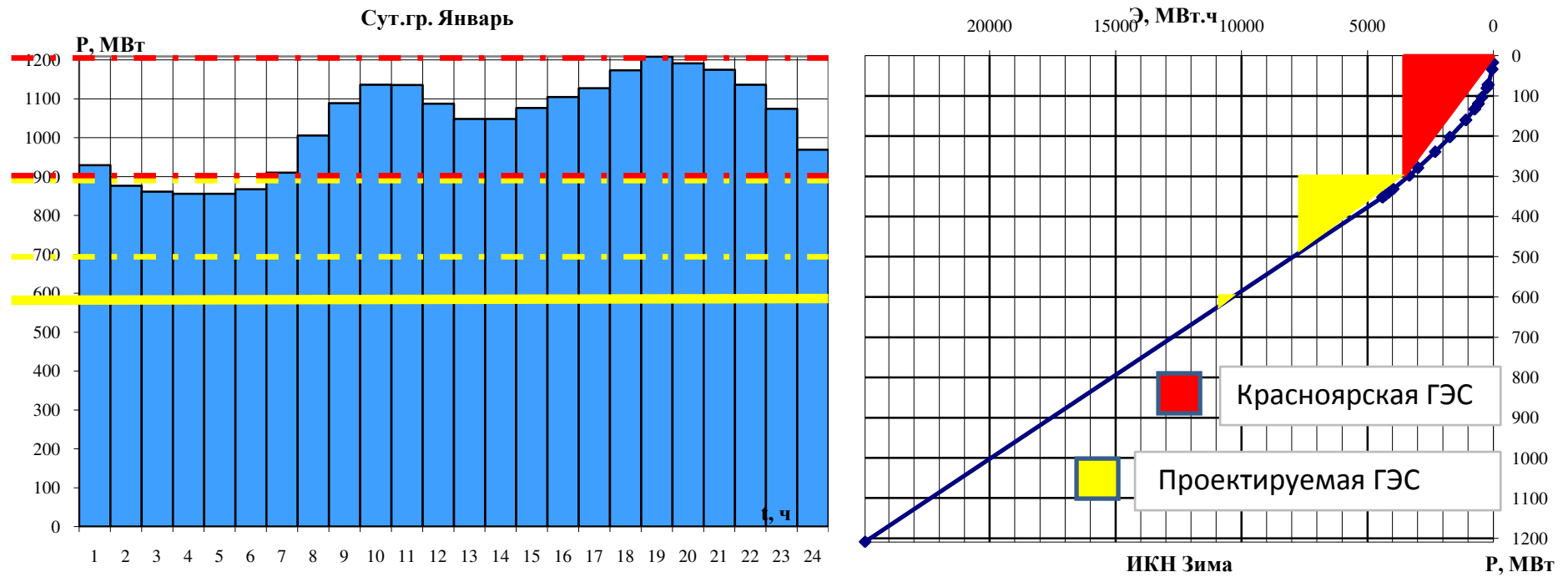


Рисунок А.1 – Интегральная кривая нагрузки энергосистемы для зимнего периода

Окончание приложения А

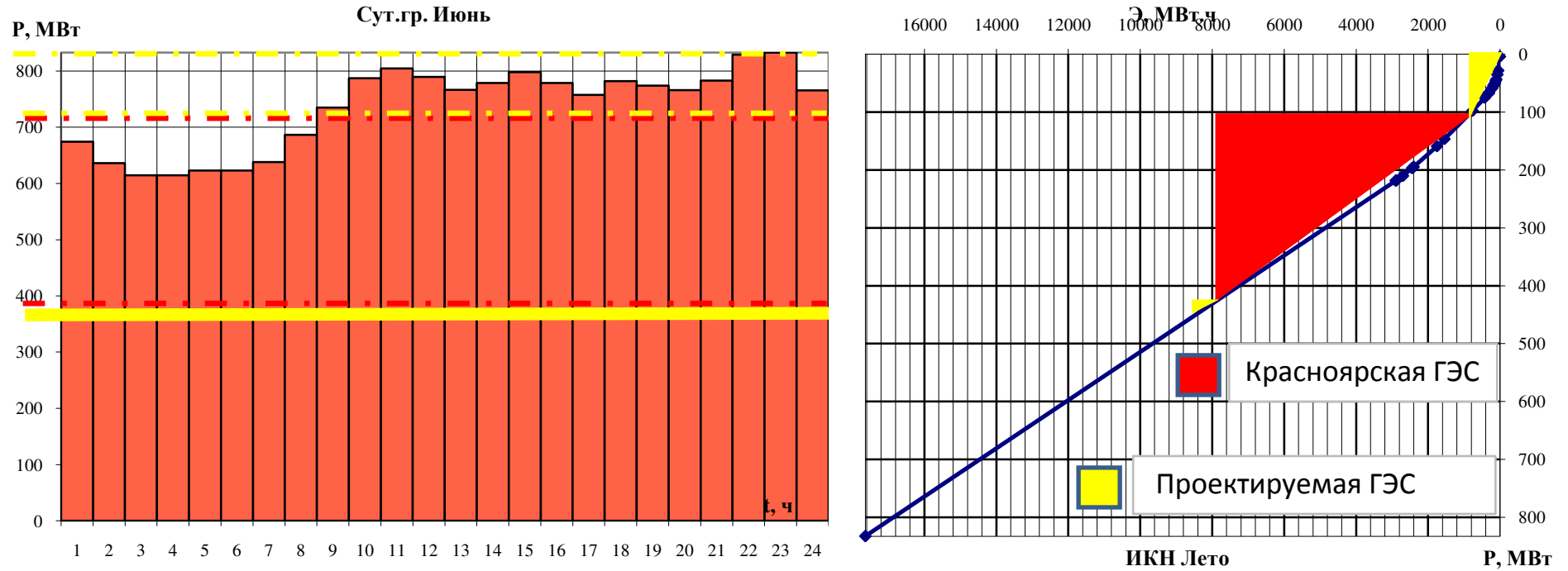


Рисунок А.2 – Интегральная кривая нагрузки энергосистемы для летнего периода

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Основное и вспомогательное оборудование

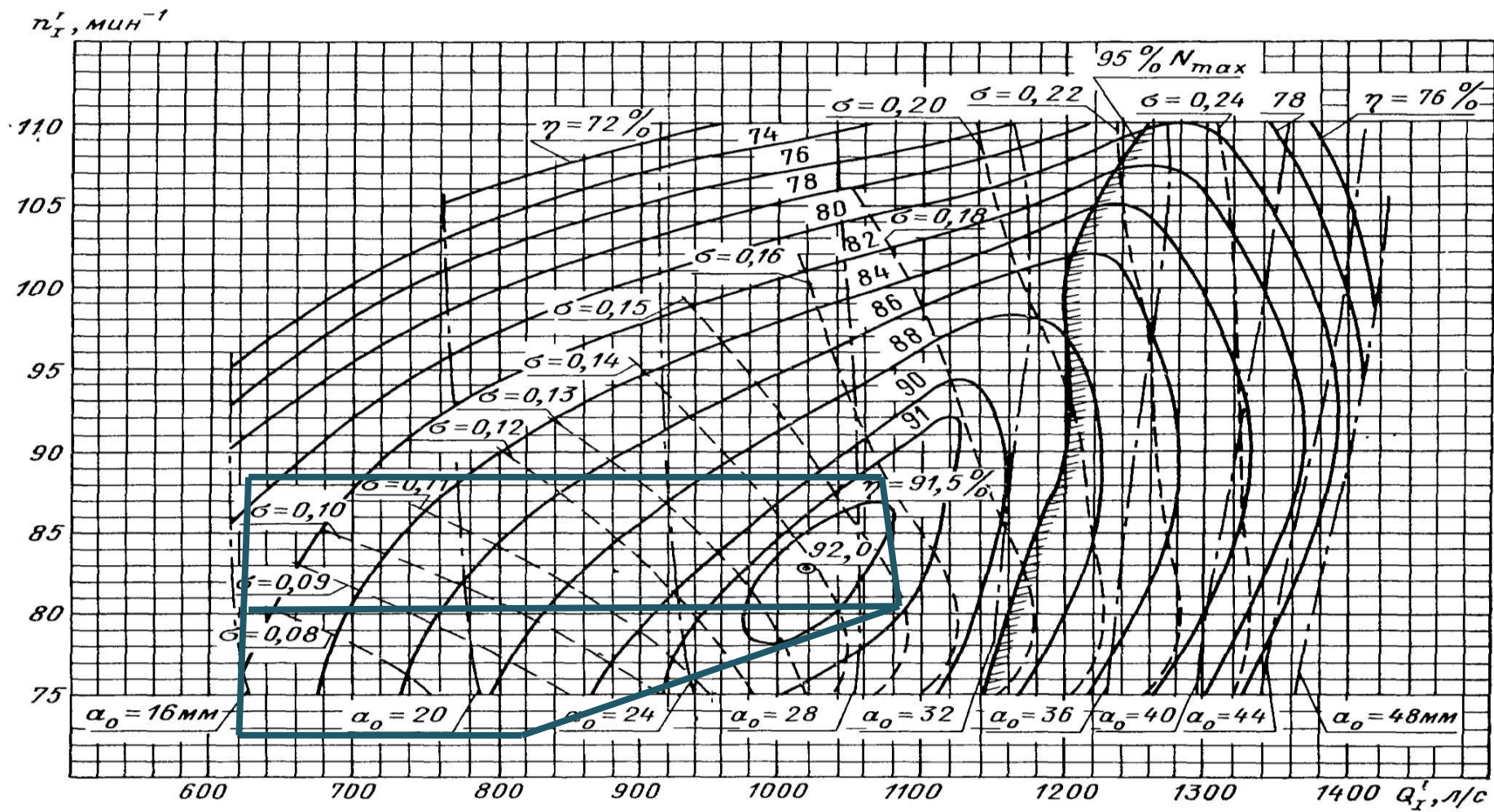


Рисунок Б.1 – Построение рабочей зоны

Окончание приложения Б

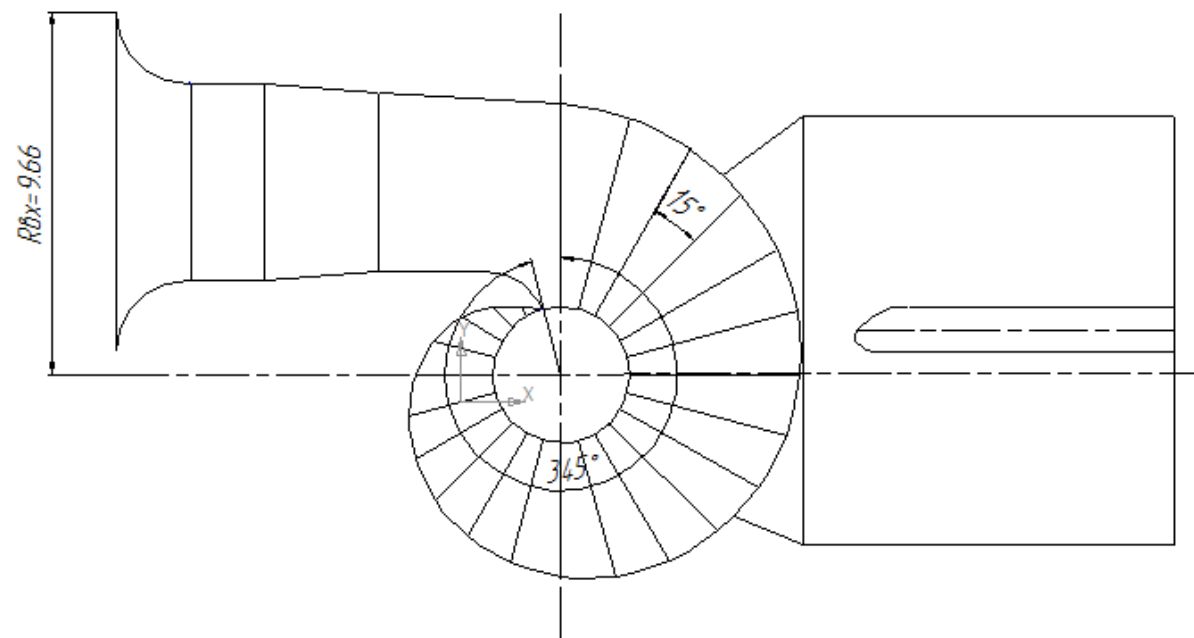


Рисунок Б.2 – План металлической спиральной камеры

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Расчетное обоснование возможности увеличения номинальной мощности гидроагрегатов СШГЭС с 640 МВт до 680 МВт относительно режима работы генератора СВФ1-1285/275-42УХЛ4.

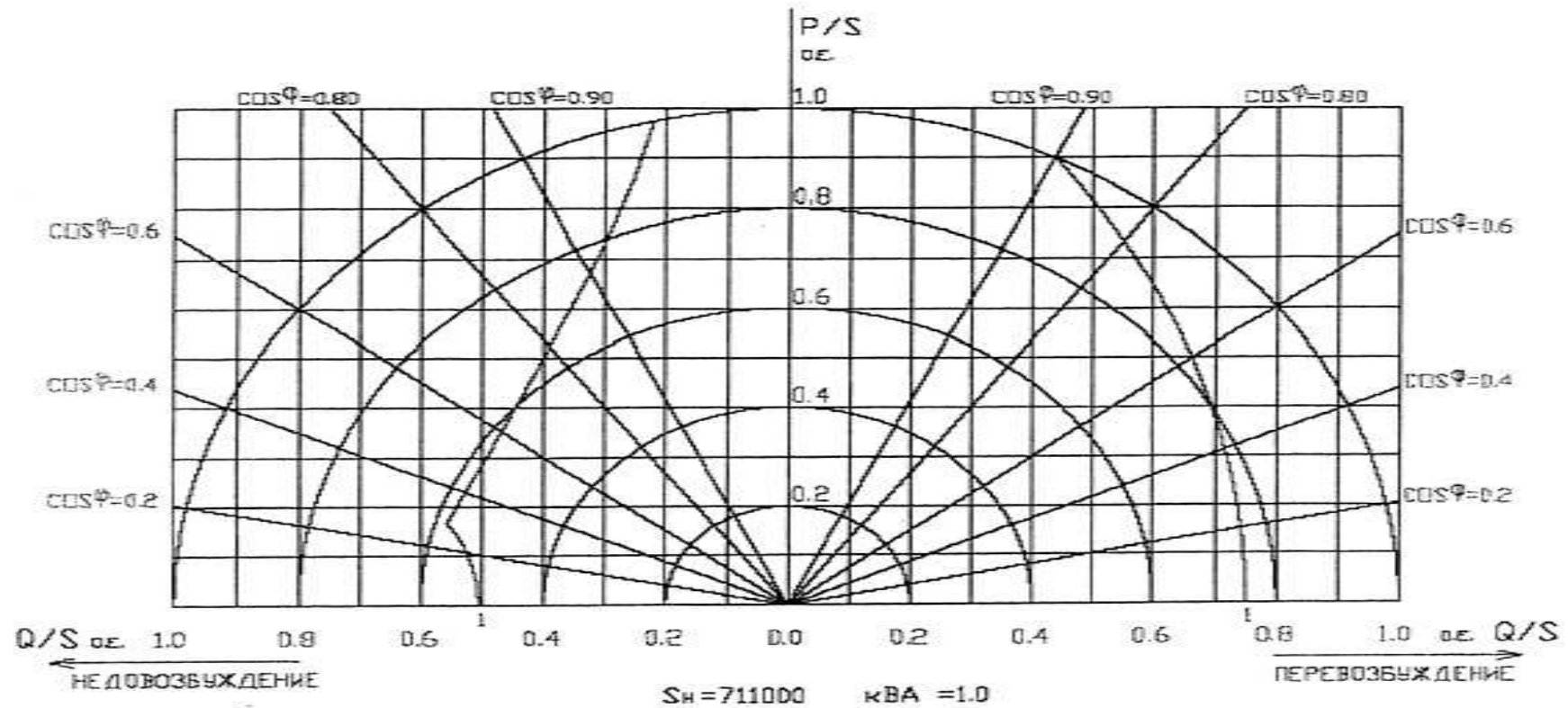


Рисунок В.1 – Диаграмма допустимых режимов работы гидрогенератора СШГЭС при $P = 640$ МВт

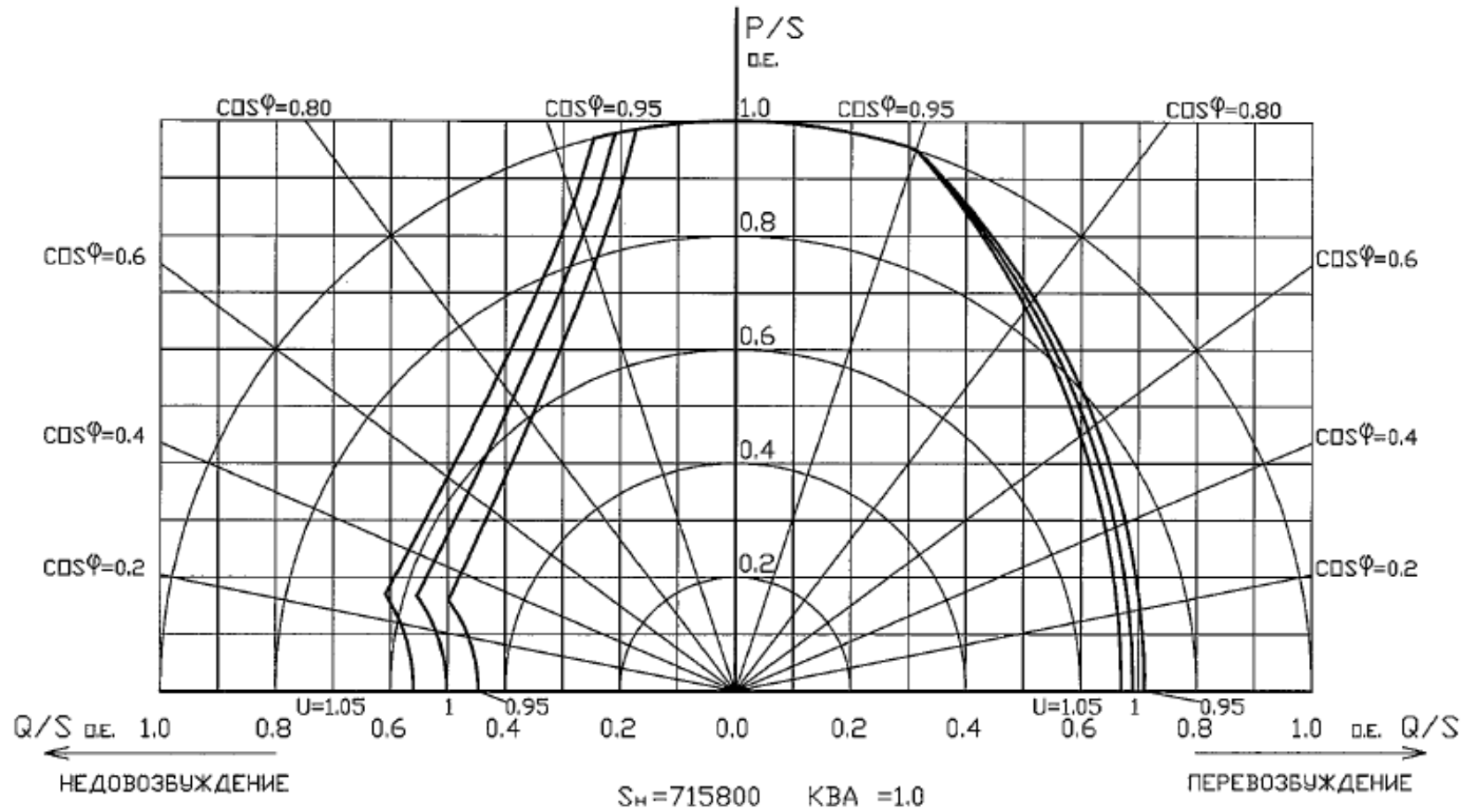
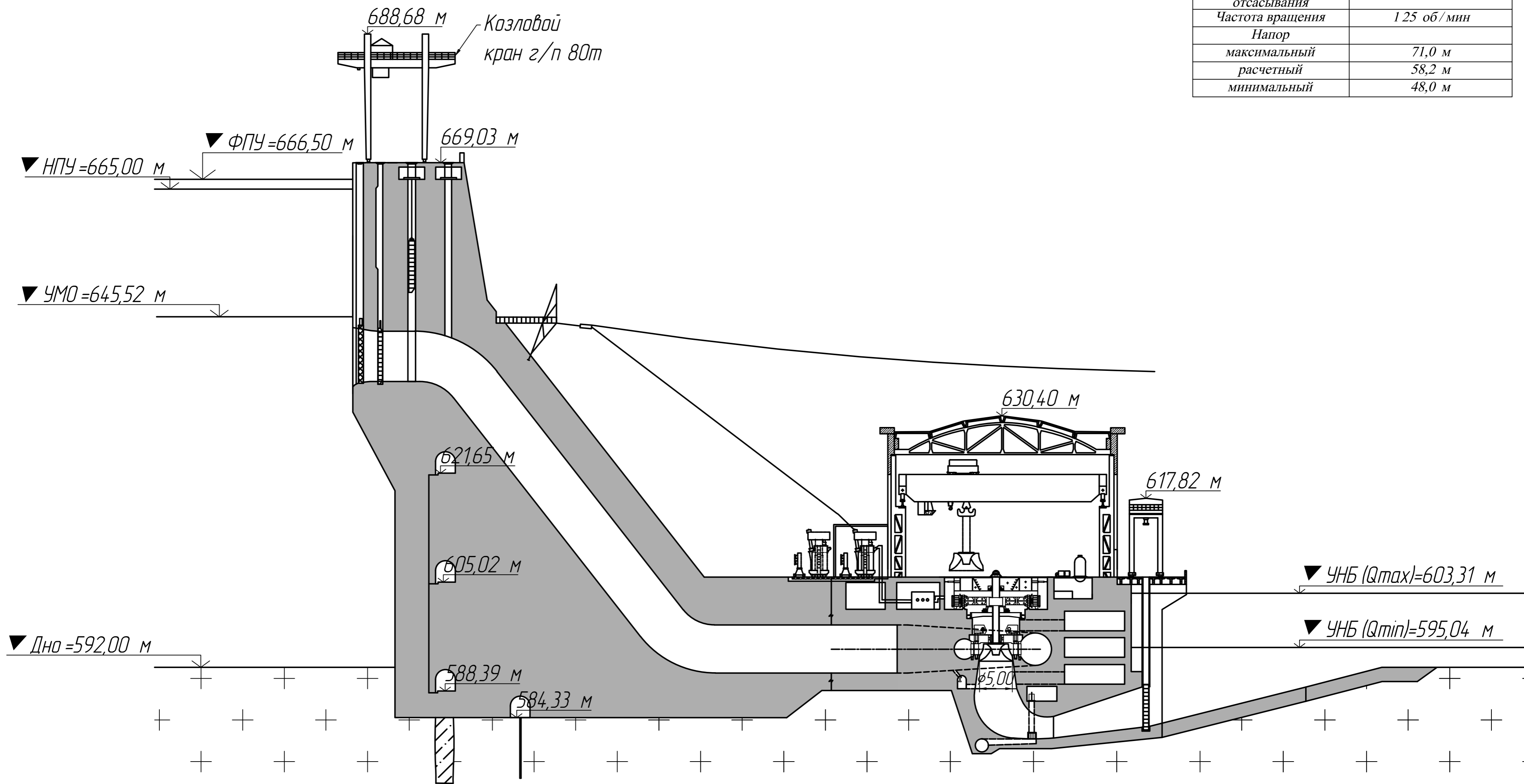


Рисунок В.2 – Диаграмма допустимых режимов работы гидрогенератора СШГЭС при $P = 680$ МВт

Поперечный разрез здания ГЭС

1:200

Основные данные гидроагрегата	
Тип турбины	PO 75-B-500
Тип генератора	СВ-1130/140-48УХЛ4
Кол-во агрегатов	2
Расчетная высота отсасывания	-1,43 м
Частота вращения	125 об/мин
Напор	
максимальный	71,0 м
расчетный	58,2 м
минимальный	48,0 м

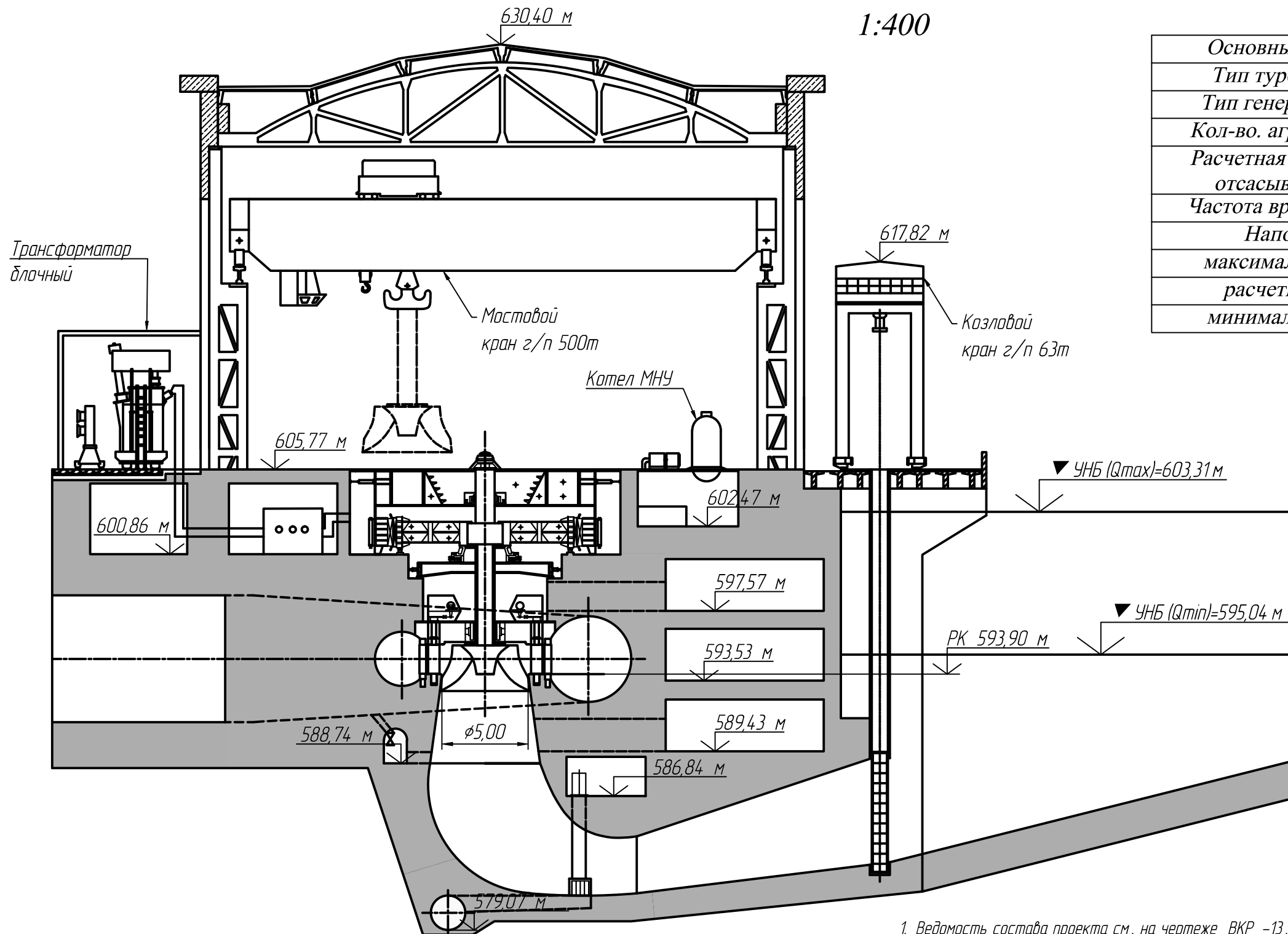


1. Ведомость состава проекта см. на чертеже ВКР -13.03.02-1401661-ГП.

ВКР -13.03.02-1401661-ГР 4					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.		Логошинченка			
Провер.		Масленникова			
Т.контр.					
Н.контр.					
Учт.					
Проектирование Сарлыкской ГЭС на р. Катунь				Стадия	Лист
Станционная плотина и здание ГЭС. Поперечный разрез. Основные характеристики ГА				1	1
				Кафедра ГГЭС, 2018 г	

Разрез по оси агрегата

1:400



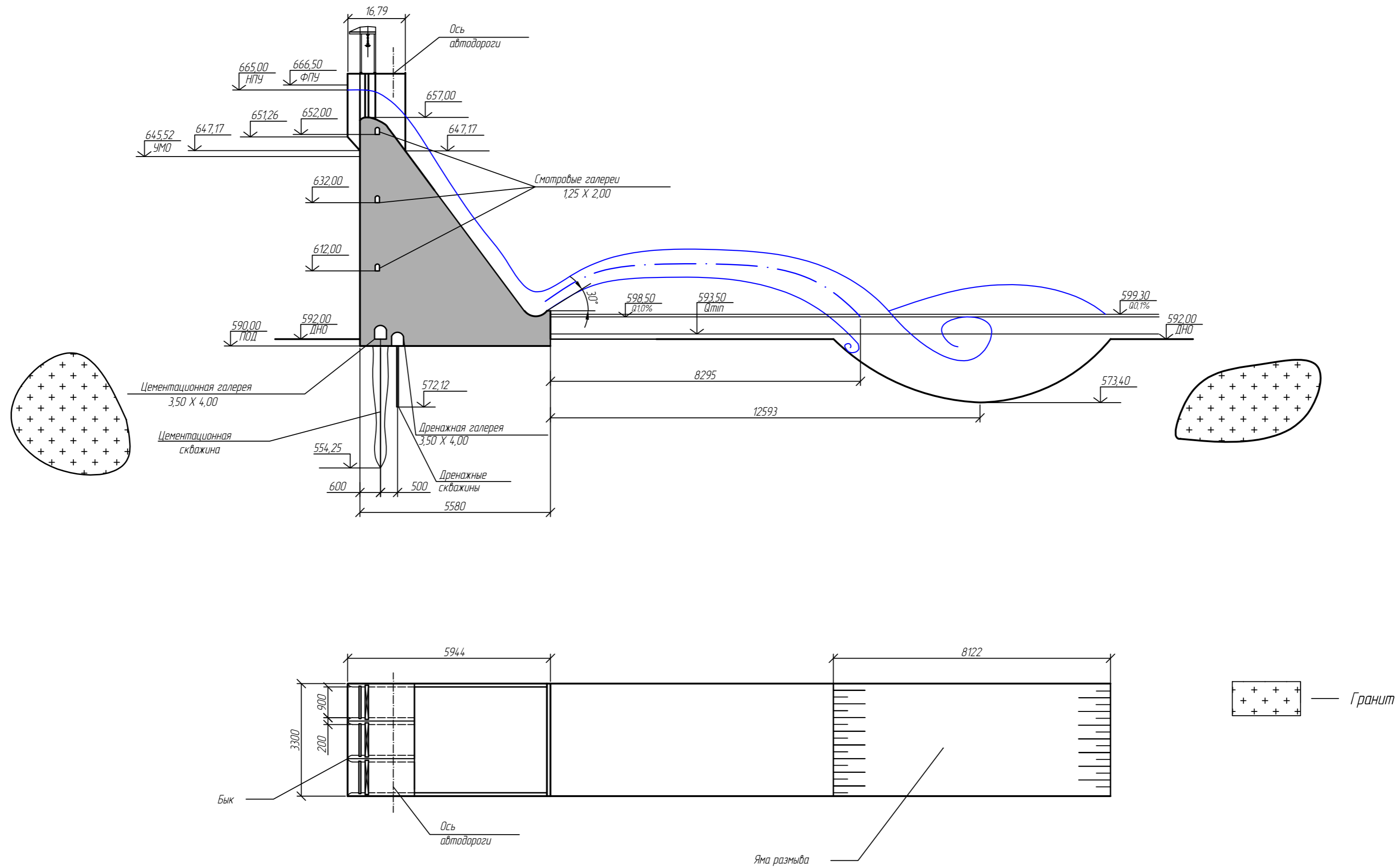
Основные характеристики гидроагрегата	
Тип турбины	PO 75-B-500
Тип генератора	СВ-1130/140-48УХЛ4
Кол-во. агрегатов	2
Расчетная высота отсасывания	-1,43 м
Частота вращения	125 об/мин
Напор	
максимальный	71,0 м
расчетный	58,2 м
минимальный	48,0 м

1. Ведомость состава проекта см. на чертеже ВКР -13.03.02 -1401661-ГП.

ВКР -13.03.02-1401661-ГР 3					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.		Лопашниченко			
Провер.		Масленникова			
Т.контр.					
Н.контр.					
Утв.					
Проектирование Сарлыкской ГЭС на р. Катунь				Стадия	Лист
Разрез по оси агрегата. Основные характеристики ГА					Листов
				1	1
				Кафедра ГГЭС, 2018 г	

Поперечный разрез по водосливной плотине

М 1:1000



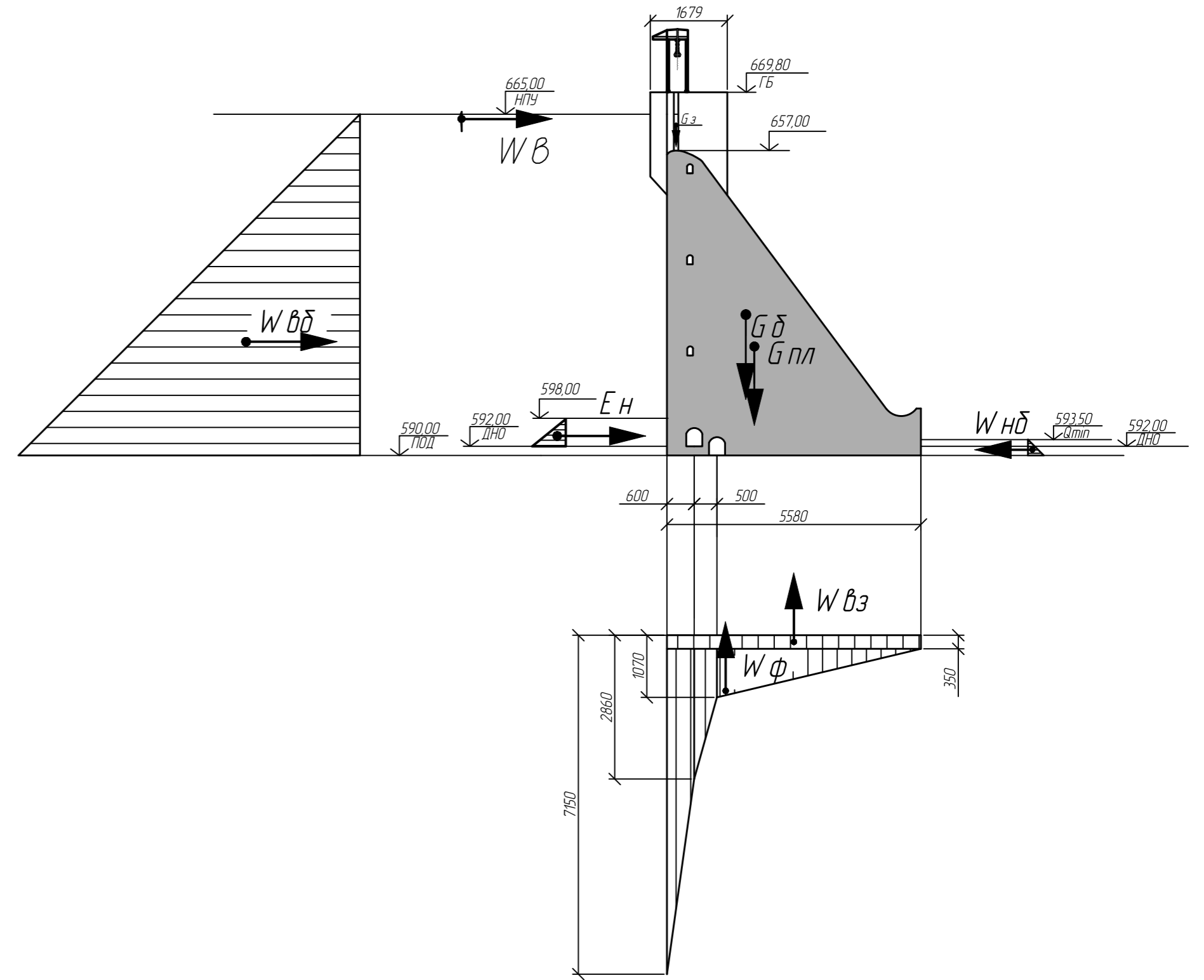
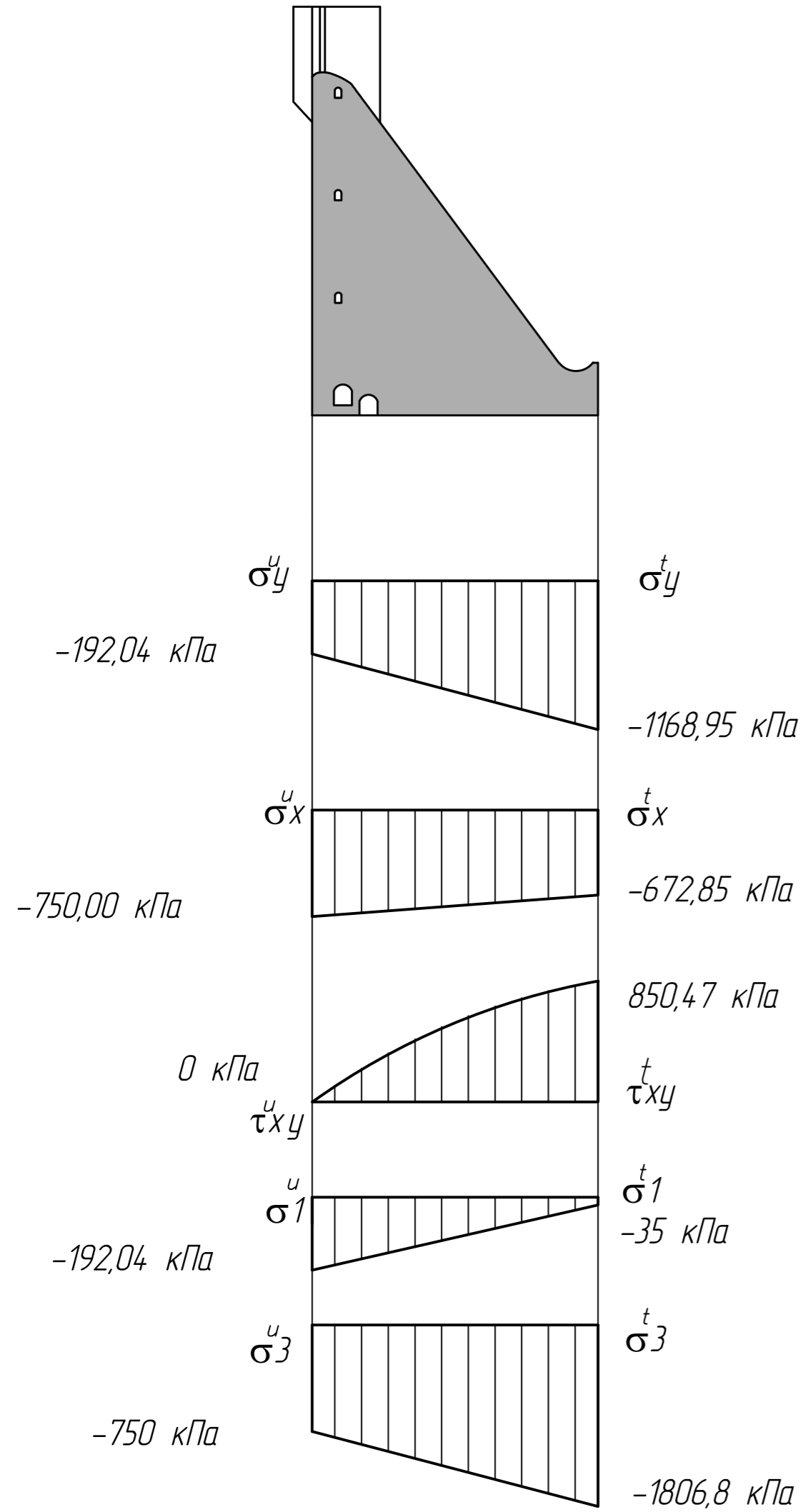
1. Размеры на чертеже даны в см.
2. Отметки на чертеже даны в м.
3. Ведомость состава проекта см. на чертеже ВКР -13.03.02 -1401661-ГП.

						ВКР-13.03.02-1401661-ГР 2			
						Саяно-Шушенский филиал СФУ			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Проектирование Сарлыкской ГЭС на реке Катунь	Стадия	Лист	Листов
Разраб.				Лопашинченка				1	1
Провер.				Лыбина					
Т.контр.									
И.контр.						Поперечный разрез водосливной плотины	Кафедра ГГЭС, 2018 г		
Утв.									

Сбор нагрузок на водосливную плотину

М 1:500

Напряжения в сечении на отметке 590,00:



1. Размеры на чертеже даны в см.
2. Отметки на чертеже даны в м.
3. Ведомость состава проекта см. на чертеже ВКР -13.03.02-14.01661-ГП.

						КП- 13.03.02 -14.01661-ГР1				
						Саяно-Шушенский филиал СФУ				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Проектирование Сарлыкской ГЭС на реке Катунь	Стадия	Лист	Листов	
Разраб.				Лопашиненко					1	1
Провер.				Лыбина						
						Сбор нагрузок на водосливную плотину		Кафедра ГГЭС, 2018 г		

Генеральный план

Масштаб 1:1000



Экспликация объектов

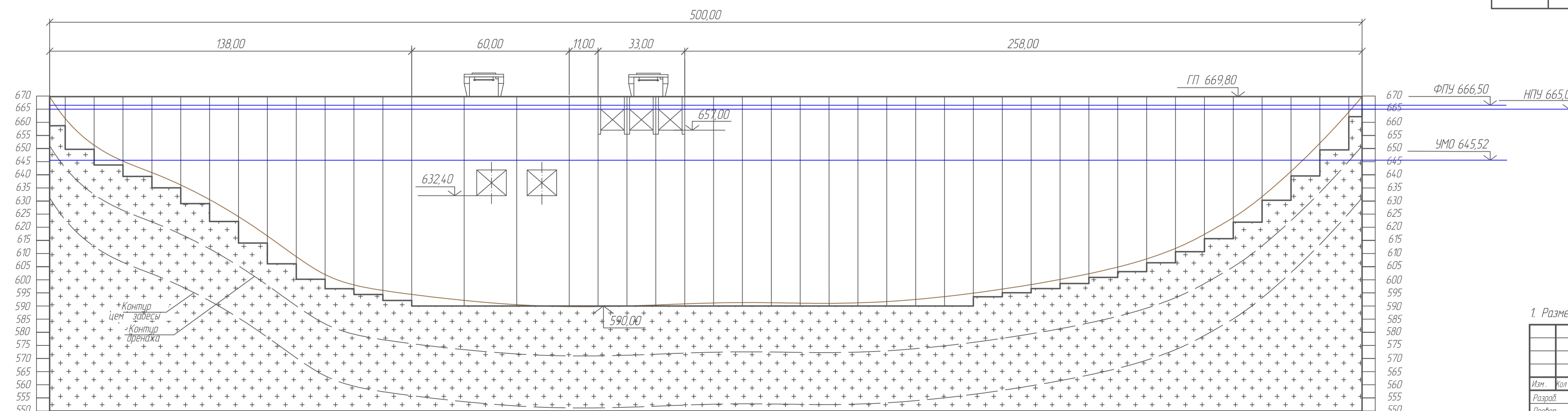
№	Наименование
1	Правобережная глухая бетонная часть плотины
2	Станционная часть плотины
3	Бетонная водосливная плотины
4	Левобережная глухая бетонная часть плотины
5	Здание ГЭС
6	Здание административно-технического персонала
7	Площадка ОРУ 110 кВ

Ведомость состава проекта

№ п/п	Обозначение	Наименование	Примечание
1	ВКР-13.03.02-14.01661-ГП	Генплан. Вид с верхнего бьефа. Экспликация объектов. Ведомость состава проекта.	
2	ВКР-13.03.02-14.01661-ГР 1	Сбор нагрузок, действующих на водосливную плотину	
3	ВКР-13.03.02-14.01661-ГР 2	Поперечный разрез по водосливной плотине	
4	ВКР-13.03.02-14.01661-ГР 3	Разрез по оси гидроагрегата. Основные характеристики ГА	
5	ВКР-13.03.02-14.01661-ГР 4	Станционная плотины и здание ГЭС. Поперечный разрез. Основные характеристики ГА	
6	ВКР-13.03.02-14.01661-ЭС 1	Главная схема электрических соединений	
7	ВКР-13.03.02-14.01661-ЭС 2	Выбор защит основного оборудования	

Вид с верхнего бьефа

Масштаб 1:1000

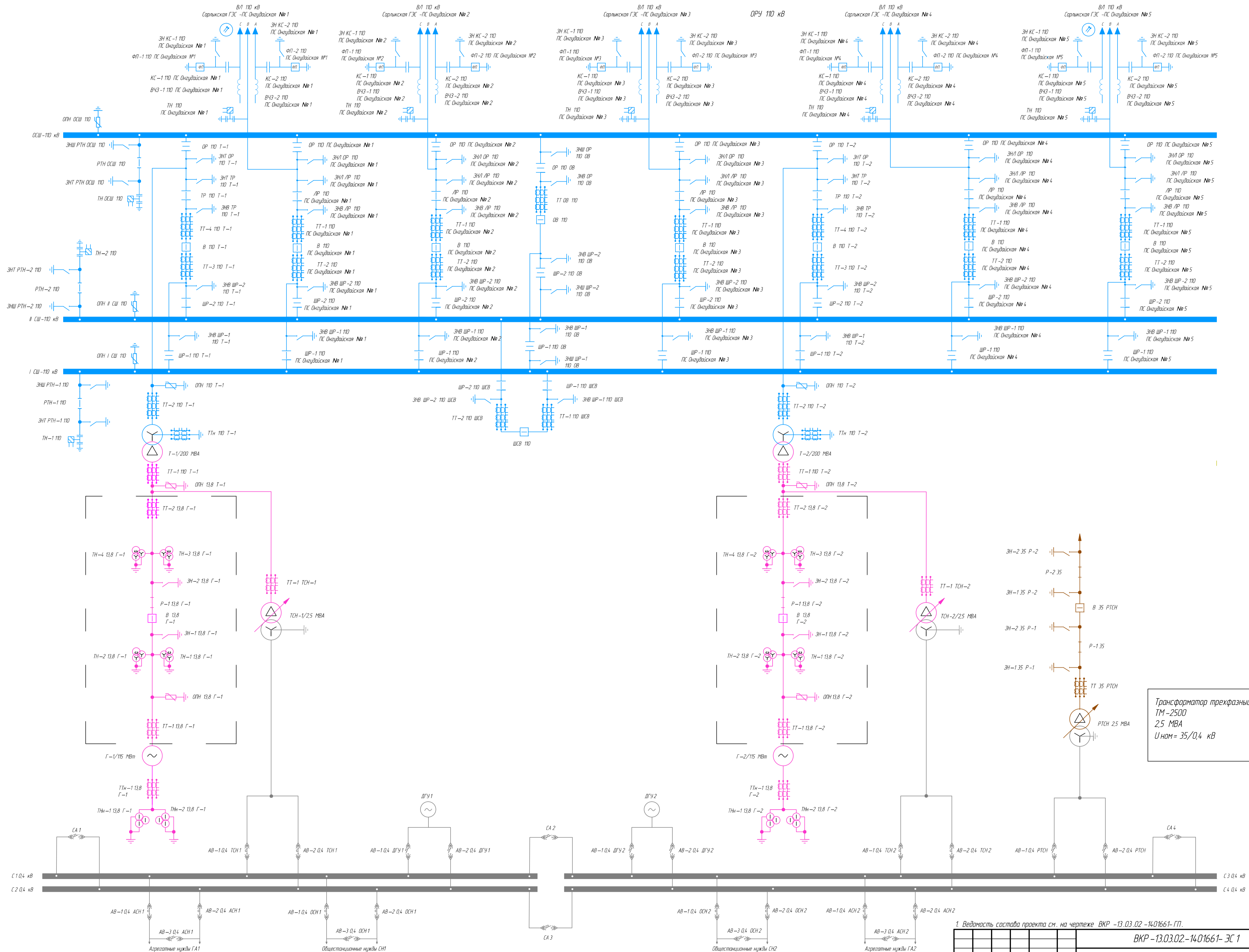


1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.

ВКР-13.03.02-14.01661-ГП					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разработ	Льдина	Льдина	Льдина	Льдина	Льдина
Провер	Льдина	Льдина	Льдина	Льдина	Льдина
Проектирование Сарлыкской ГЭС на р. Катунь					Стр. 1
Генеральный план. Вид с верхнего бьефа. Экспликация объектов. Ведомость состава проекта					Лист 1
					Карьера ГЭСЭС, 2018 г.

Название ячейки	1	2	3	4	5	6	7
Диспетчерское наименование	Трансформатор Т-1	ВЛ 110 кВ Сарлыкская ГЭС - Онеудайская №1	ВЛ 110 кВ Сарлыкская ГЭС - Онеудайская №2	ВЛ 110 кВ Сарлыкская ГЭС - Онеудайская №3	Трансформатор Т-2	ВЛ 110 кВ Сарлыкская ГЭС - Онеудайская №4	ВЛ 110 кВ Сарлыкская ГЭС - Онеудайская №5
Конструкция фазы линии	-	АС 240/32	АС 240/32	АС 240/32	-	АС 240/32	АС 240/32

Конденсатор связи 110 кВ Фильтр присоединения
ВЧ заградитель 110 кВ, 2000 А
ОПН 110 кВ
Сборные шины 110 кВ, 2000 А
Разъединитель 110 кВ РГ-110 1000 А, 315 кА
Заземлитель 110 кВ, 2000 А
Трансформатор напряжения электронно-оптический ДНЭЗ -110 Класс точности: для измерений -0,2 для РЗА -3Р
Выключатель элегазовый 110 кВ ВЭБ-110 2500 А, 40 кА
Разъединитель 110 кВ РГ-110 1000 А, 315 кА
Сборные шины 110 кВ, 2000 А
ОПН 110 кВ
Сборные шины 110 кВ, 2000 А
Трансформатор тока 110 кВ ЗТ50 А Класс точности: для измерений -0,2 для РЗА -5Р
Трансформатор трехфазный Т1, Т2 ТДЦ -200000 200 МВА U _{ном} = 121/13,8 кВ U _{к вн-нн} = 10,5 %
ОПН 13,8 кВ
Генераторный комплекс КАГ-20 Выключатель элегазовый ВВГ -20-90/8000 U _{ном} = 20 кВ I _{ном} = 8 кА Трансформатор тока встроенный 0,25/0,2
Трансформатор трехфазный ТСН1, ТСН2 ТСЗ -2500 2,5 МВА U _{ном} = 13,8/0,4 кВ U _{к вн-нн} = 6 %
Трансформатор напряжения встроенный 0,5
ОПН 13,8 кВ
Трансформатор тока встроенный 0,25/0,2
Гидрогенератор СВ-1130/140-48 УХЛ/4 U _{ном} = 13,8 кВ cos φ = 0,85 η = 0,98
Дизельгенераторная установка ДГУ1, ДГУ2 ПСМ АДМ-1200 1,2 МВА U _{ном} = 0,4 кВ
Выключатель автоматический АВ ВА-СЭЩ -АС 40 4000 А, 65 кА



1. Ведомость состава проекта см. на чертеже ВКР -13.03.02-1401661-ГП.

ВКР-13.03.02-1401661-ЭС 1			
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Изм.	Исполн.	Лист	Всего листов
Разработ.	Автоматическая	1	1
Провер.	Логовиниченко		
Техник.			
Инженер.			
Удобр.			

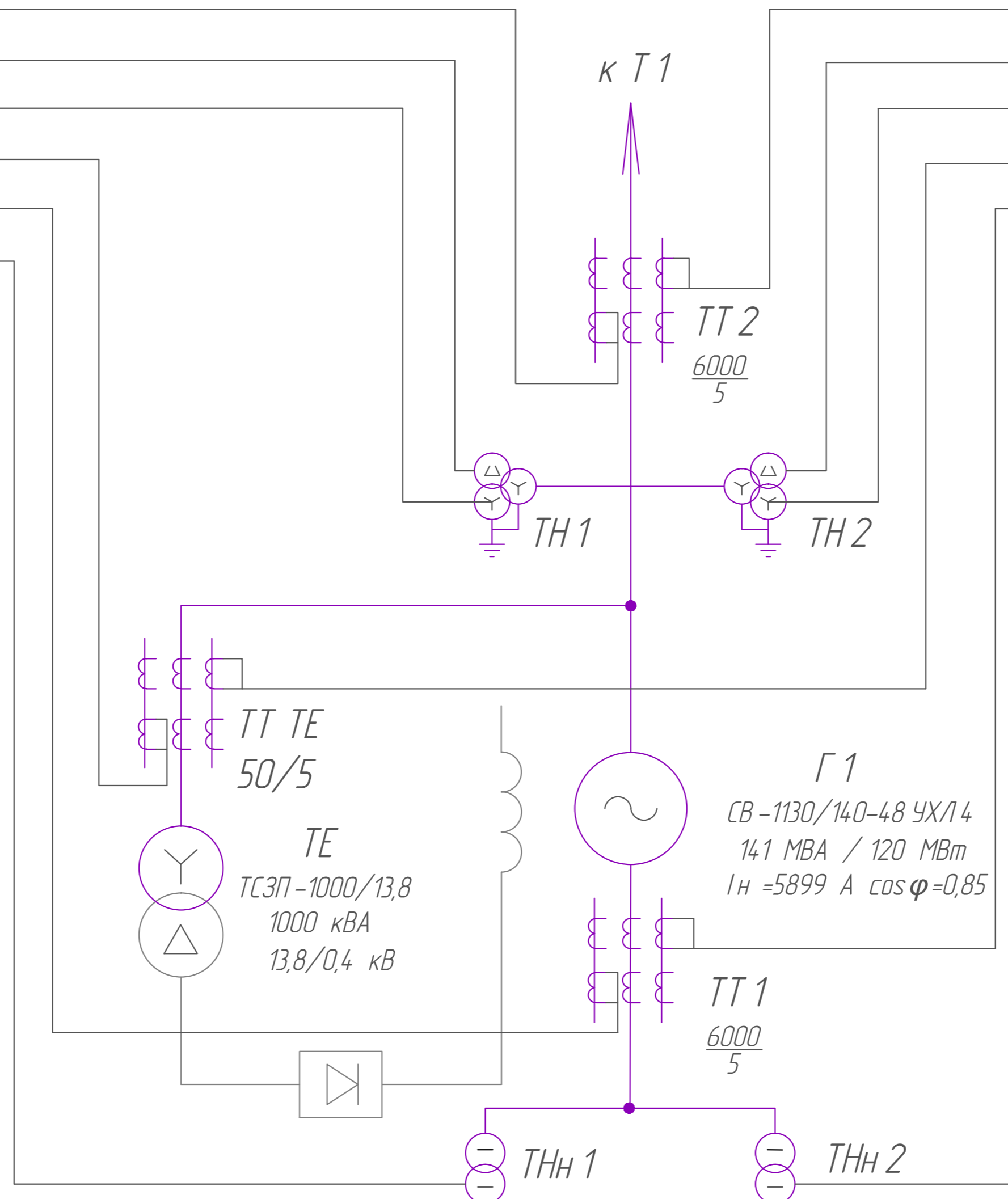
Проектирование Сарлыкской ГЭС на р. Катунь

Кафедра ГЭСЗС, 2018 г.

Номер ячейки	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Диспетчерское наименование		Синхронный генератор Г-1		Трансформатор ТСН-1		Общественные ОН1	Дизельная генераторная установка				Дизельная генераторная установка	Общественные ОН2	Синхронный генератор Г-2		Трансформатор ТСН-2
Обозначение монтажной ячейки		СВ-1130/140-48 УХЛ/4		ТСН-1		ОСН1	ДГУ 1				ДГУ 2	ОСН2	СВ-1130/140-48 УХЛ/4		ТСН-2

ШЭ 1113-910 ET (Система А)		
I Δ G	I _z	Y
КИН, U _n (U ₀)	U _{z, Δ}	Δ
Z1<, Z2<, U1<, U2<, КИН	U _{z, Y}	Y
I> TB, I _p		Y
I Δ G, I2, I1, Z1<, Z2<	I _{нз}	Y
U _n (U ₀)	U _{z, H}	-

ШЭ 1113-910 ET (Система В)		
I Δ G	I _z	Y
КИН, U _n (U ₀)	U _{z, Δ}	Δ
Z1<, Z2<, U1<, U2<, КИН	U _{z, Y}	Y
I> TB, I _p		Y
I Δ G, I2, I1, Z1<, Z2<	I _{нз}	Y
U _n (U ₀)	U _{z, H}	-



Защиты		Действие							
Наименование	Обозначение	Отключение В/Г	Гашение полей	Остановка турбины и сброс АРЗ	Пуск ПКТ ГГ	Отключение В-110 и В-ТСН	Разгрузка по мощности	Предупредительный сигнал	
Диф. защита продольная	I Δ G	+	+	+	+				
ЗЗГ	U ₀	t ₁						+	
		t ₂						+	
		t ₃	+	+	+				
	U ₀₃	+	+	+					
ЭПН	U>	1 ступень	t ₁	+	+				
		2 ступень	t ₂	+	+				
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з и перегрузок	I ₂	CO						+	
		ИО	+	+					
		ОТС I	t ₁						
t ₂						+			
t ₃	+		+						
Защита от симметричных к.з и перегрузок	I ₁	CO						+	
		ИО	+	+					
		ОТС I	t ₁						
t ₂						+			
t ₃	+		+						
ДЗ	Z<	1 ступень	t ₁				+		
			t ₂	+	+	+			
		2 ступень	t ₁					+	
			t ₂	+	+				
Защита ротора от перегрузки	I _p	CO						+	
		ИО	+	+					
		отсечка	+	+					

Защиты		Уставки		
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Диф. защита продольная	I Δ G	Ток срабатывания I _{ср.0}	0,15 I _н	0,74 А
		Коэффициент торможения, K _T	0,3	-
		Уставка начального торможения, I _{нт}	0,5 I _н	2,46 А
		Тормозной ток, В	1,5 I _н	7,38 А
ЗЗГ	U ₀	t ₁	U ₀₁₅	5 В
		t ₂	U ₀₂₅	10 В
		t ₃	U ₀₅	15 В
	U ₀₃	Коэффициент торможения, K _T	1,1	-
ЭПН	U>	2 ступень	U _{ср2}	1,4 U _н / 140 В
		1 ступень	U _{ср1}	1,2 U _н / 120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з и перегрузок	I ₂	CO	I _{сигн}	0,07 I _н / 0,34 А
		ПО	I _{2 пуск}	0,15 I _н / 0,74 А
		ОТС I	I _{2 с.з}	0,28 I _н / 1,38 А
Защита от симметричных к.з и перегрузок	I ₁	CO	I _{сигн}	1,07 I _н / 5,26 А
		ПО	I _{1 пуск}	1,1 I _н / 5,41 А
		ОТС	I _{1 отс}	1,224 I _н / 6,02 А
ДЗ	Z<	1 ступень	Z ₁	0,9 / 0,07 Ом
		2 ступень	Z ₂	4,1 / 0,35 Ом
Защита ротора от перегрузки	I _p	CO	I _{p сигн}	1,07 I _{номр} / 4,48 А
		ПО	I _{p пуск}	1,1 I _{номр} / 4,6 А
		отсечка	I _{p пуск}	2,19 I _{номр} / 9,17 А

1. Ведомость состава проекта см. на чертеже ВКР-13.03.02-1401661-ГП.

ВКР-13.03.02-1401661-ЭС 2					
Саяно-Шушенский филиал СФУ					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.		Лопашинченко			
Провер.		Казанцева			
Т.контр.					
Н.контр.					
Утв.					
Проектирование Сарлыкской ГЭС на реке Катунь				Стадия	Лист
Выбор защит основного оборудования				1	1
				Кафедра ГГЭС, 2018 г	

Сарлыкская ГЭС на реке Катунь. Установленная мощность 230 МВт. Среднегодовая выработка 1,0 млрд.кВт * ч.
 Отметка НПУ 665 м. Отметка УМО 645,52 м. Полезный объем водохранилища 7 куб.км.

Суточный график и ИКН зимнего периода

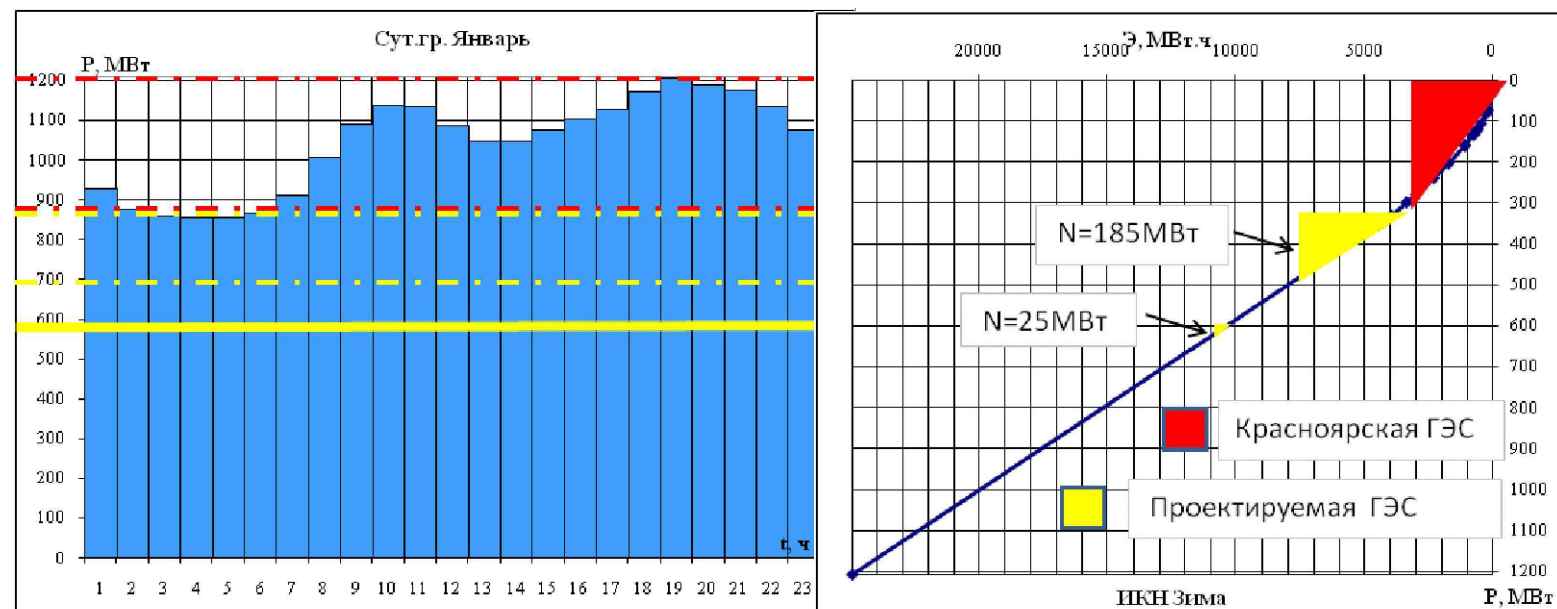
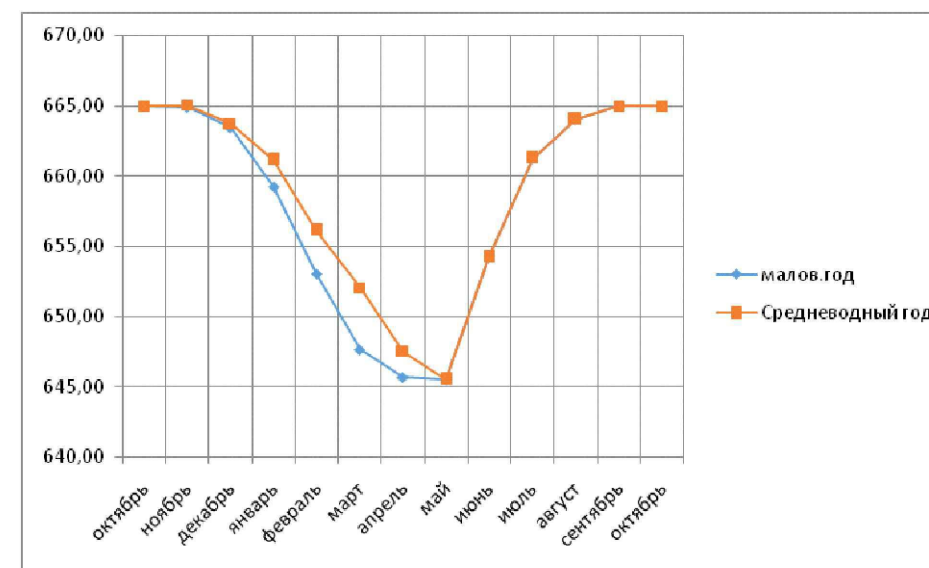
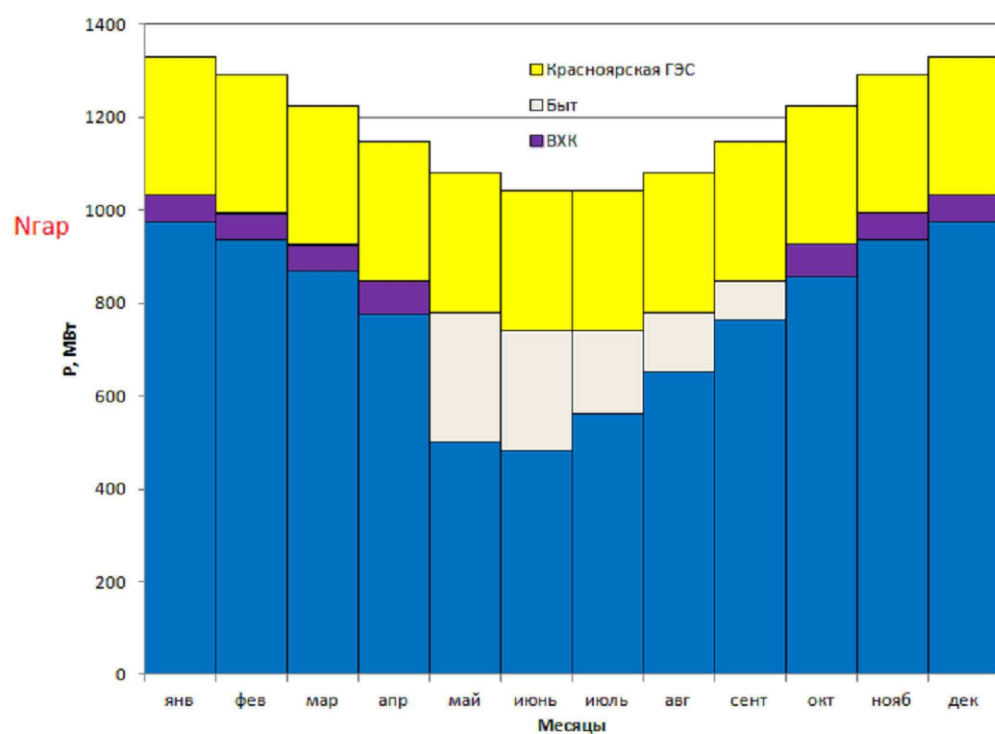


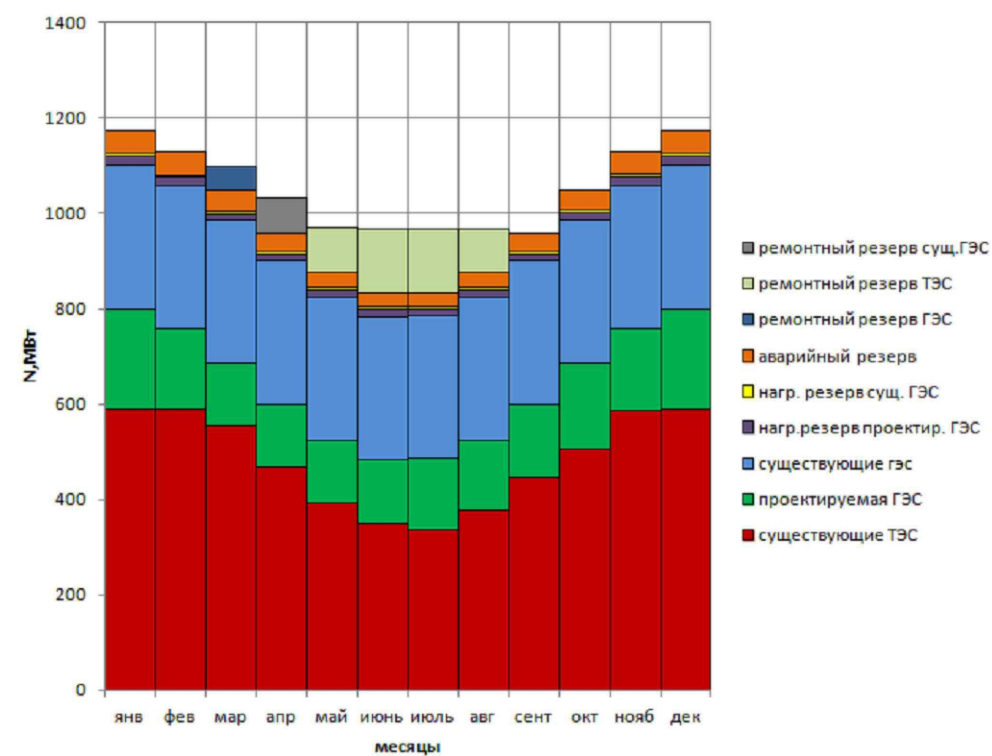
График сработки - наполнения водохранилища



Баланс мощности



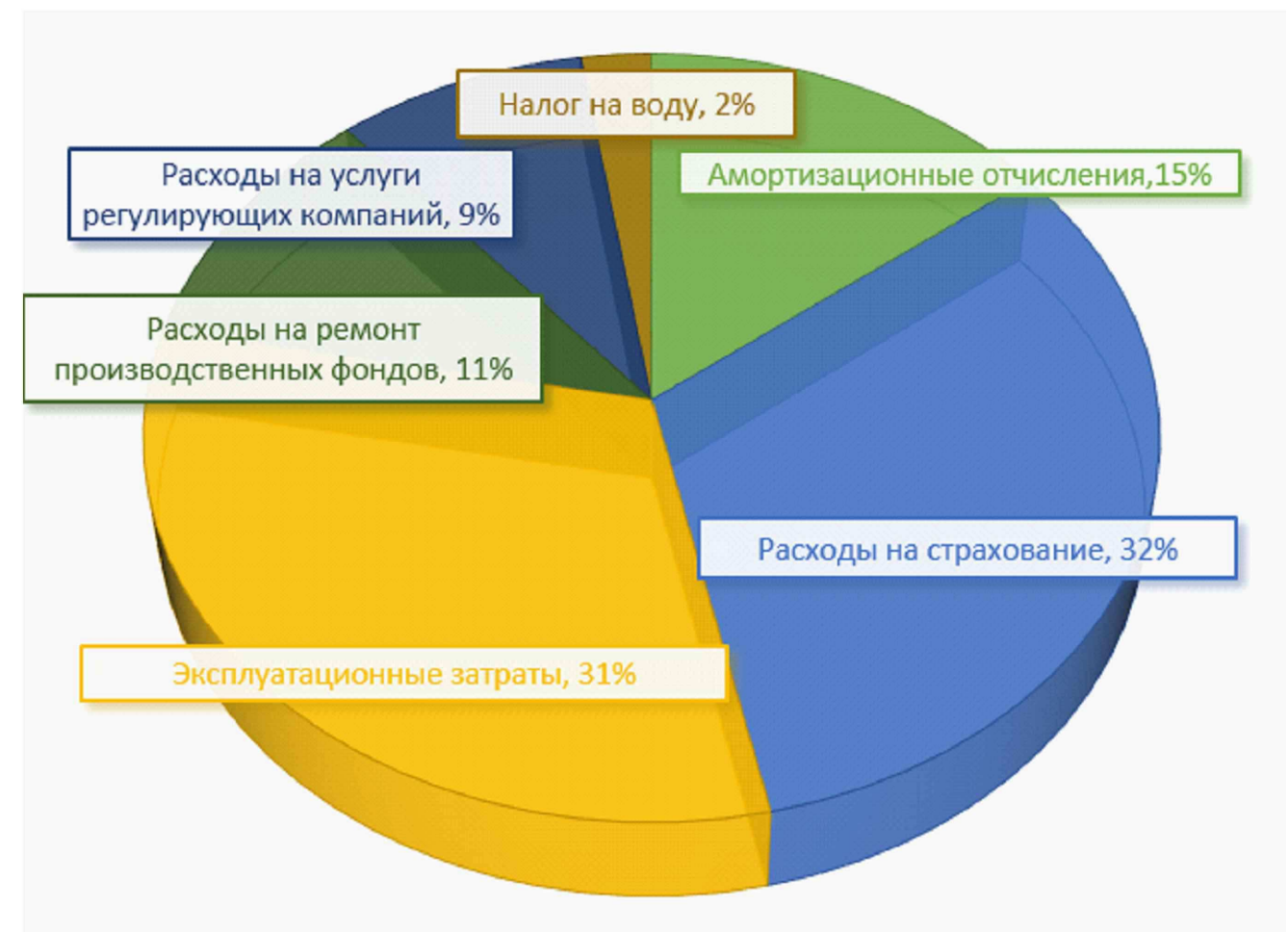
Баланс Энергии



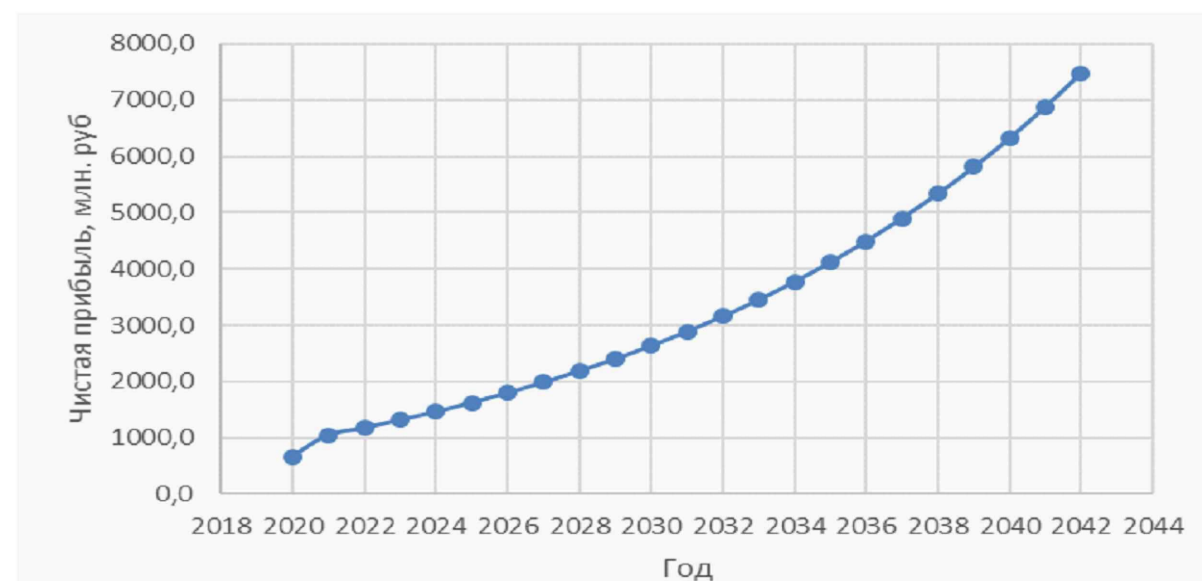
Основные технико-экономические показатели Сарлыкской ГЭС

Ставка дисконтирования, %	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес.	66
Чистый приведенный доход – NPV, млрд. руб.	5,61
Индекс прибыльности - PI	1,38
Себестоимость руб./кВт·ч	0,28
Удельные капиталовложения, руб./кВт	25652,2

Текущие затраты по ГУ



Годовая прибыль

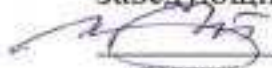


Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 И.Ю. Погоняйченко

подпись

« 15 » 06 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ САРЛЫКСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ КАТУНЬ.
РАСЧЕТНОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ УВЕЛИЧЕНИЯ
НОМИНАЛЬНОЙ МОЩНОСТИ ГИДРОАГРЕГАТОВ СШГЭС С 640
МВт ДО 680 МВт ОТНОСИТЕЛЬНО РЕЖИМА РАБОТЫ ГЕНЕРАТОРА
СВФ1-1285/275-42УХЛ4**

Руководитель


13.06.18
подпись, дата

Инженер 1 категории ОС
Филиала ПАО «РусГидро» -
- «Саяно-Шушенская ГЭС
имени П.С. Непорожного»
должность

Ю.А. Мальцев
инициалы, фамилия

Выпускник


13.06.18
подпись, дата

А.А. Лопошниченко
инициалы, фамилия

Саяногорск 2018