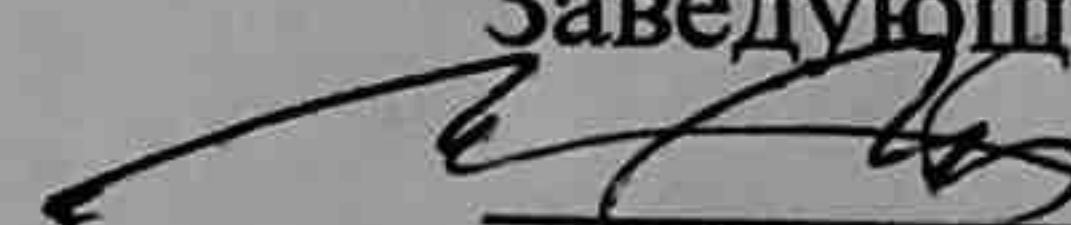


Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 И.Ю. Погоняйченко


« 8 » июня 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ АБАЗИНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ АБАКАН.
СИСТЕМЫ ИЗМЕРЕНИЙ, СПОСОБЫ ИСПОЛНЕНИЯ, СИСТЕМЫ
СВЯЗЕЙ С РДУ СО, СИСТЕМЫ ОТОБРАЖЕНИЯ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ (АСДТУ, СДТУ) НА ГЭС**

Руководитель

 13.06.18
подпись, дата

А.М. Волошин

Выпускник

 13.06.18
подпись, дата

Е.Н. Головань

Саяногорск 2018

Продолжение титульного листа выпускной БР по теме «Проектирование Абазинской ГЭС на реке Абакан. Системы измерений, способы исполнения, системы связей с РДУ СО, системы отображения технологической информации (АСДУ, СДУ) на ГЭС».

Консультанты по разделам:

Водноэнергетические расчеты

Зайд 09.06.18 А. Ю. Замеева
подпись, дата

Основное и вспомогательное оборудование

Зайд 09.06.18 А. В. Масленникова
подпись, дата

Электрическая часть

Зайд 13.06.18 И. Ю. Попонягин
подпись, дата

Релейная защита и автоматика

Зайд 08.06.2018 В. В. Казацкова
подпись, дата

Компоновка и сооружения гидроузла

Зайд 09.06.18 Т. А. Лобина
подпись, дата

Мероприятия по охране природы

Зайд 08.06.18 В. А. Кадрин
подпись, дата

Охрана труда и пожарная безопасность

Зайд 08.06.18 В. А. Кадрин
подпись, дата

Технико-экономические показатели

Зайд 08.06.18 Б. В. Лопаткин
подпись, дата

Нормоконтролер

Зайд 16.06.18 А. А. Габриелов
подпись, дата

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ АБАЗИНСКОЙ ГЭС	7
ВВЕДЕНИЕ	9
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС	10
1.1 Природные условия	10
1.1.1 Климат	10
1.1.2 Гидрологические данные	10
1.1.3 Инженерно-геологические условия	11
1.1.4 Сейсмические условия.....	12
1.2 Энергоэкономическая характеристика района	12
2 Водноэнергетические расчёты.....	13
2.1 Регулирование стока воды	13
2.1.1 Исходные данные	13
2.1.2 Определение максимальных расчётных расходов.....	13
2.1.3 Кривые обеспеченности расходов.....	15
2.1.4 Выбор расчётного маловодного и средневодного года	16
2.1.5 Определение типа регулирования	17
2.2 Определение установленной мощности на основе водноэнергетических расчётов.....	17
2.2.1 Расчёт режимов работы ГЭС без регулирования	17
2.2.2 Расчёт режимов работы ГЭС по маловодному году	18
2.2.3 Определение среднесуточной выработки в средневодном году... ..	19
2.2.4 Определение установленной мощности	19
2.3 Баланс мощности и энергии.....	20
2.3.1 Баланс энергии Хакасского РДУ	20
2.3.2 Баланс мощности Хакасского РДУ	20
3 Основное и вспомогательное оборудование	22
3.1 Выбор числа и типа агрегатов	22
3.1.1 Построение режимного поля	22
3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам... ..	24
3.2 Гидротурбины и их проточная часть	27
3.2.1 Определение геометрических размеров проточной части и машинного зала.....	27
3.2.2 Гидромеханический расчёт и построение плана металлической спиральной камеры	28
3.2.3 Выбор типа и габаритных размеров маслонапорной установки.....	31
3.2.4 Выбор электрогидравлического регулятора	31
3.2.5 Выбор электрогидравлического регулятора	32
4 Электрическая часть	33
4.1 Выбор главной схемы электрических соединений и схемы собственных нужд.....	33
4.2 Выбор трансформаторов.....	34

4.2.1	Главные повышающие трансформаторы.....	34
4.2.2	Выбор трансформатора собственных нужд	34
4.3	Распределительное устройство	35
4.3.1	Выбор количества отходящих воздушных линий	35
4.3.2	Выбор схемы распределительного устройства	36
4.4	Расчёт токов трёхфазного и однофазного короткого замыкания у распределительного устройства высшего напряжения с применением программного комплекса RastrWin	36
4.4.1	Расчёт исходных данных	36
4.4.2	Расчёт токов КЗ с помощью программного обеспечения RastrWin ...	37
4.4.3	Определение расчётных токов рабочего и утяжеленного режима	38
4.4.4	Выбор и проверка коммутационных аппаратов в РУ ВН	39
4.4.5	Выбор и проверка коммутационных аппаратов генераторного напряжения	40
5	Релейная защита и автоматика.....	42
5.1	Перечень защит основного оборудования.....	42
5.2	Описание защит и расчёт их уставок	43
5.2.1	Продольно дифференциальная защита генератора IΔG	43
5.2.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора.....	45
5.2.3	Защита от повышения напряжения ($U_{1>}$), ($U_{2>}$)	48
5.2.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)	48
5.2.5	Защита от симметричных перегрузок (I_1).....	52
5.2.6	Дистанционная защита генератора $Z_1 <$, $Z_2 <$	54
5.2.7	Защита от перегрузки обмотки ротора	57
5.2.8	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор.....	58
6	Компоновка сооружения гидроузла	59
6.1	Проектирование водосливной плотины.....	59
6.1.1	Определение отметки гребня плотины	59
6.2	Гидравлические расчёты	61
6.2.1	Определение ширины водосливно-го фронта	62
6.2.2	Определение отметки гребня водослива	63
6.2.3	Проверка на пропуск поверочного расчёта	64
6.2.4	Построение профиля водосливной грани	65
6.2.5	Расчёт резервного, глубинного водосброса	66
6.2.6	Сопряжение потока в нижнем бьефе за основным водосбросом.....	67
6.2.7	Выбор гасителя энергии	68
6.2.8	Гашение энергии способом свободно отброшенной струи	68
6.3	Конструирование плотины.....	71
6.3.1	Определение ширины подошвы плотины	71
6.3.2	Разрезка бетонной плотины швами.....	71
6.3.3	Быки	71
6.3.4	Устой	72
6.3.5	Основные размеры цементационной завесы	73

6.3.6 Основные размеры дренажа в основании плотины	73
6.3.7 Дренаж в теле плотины.....	74
6.3.8 Галереи в теле плотины	74
6.4 Определение основных нагрузок на платину.....	74
6.4.1 Вес сооружения	74
6.4.2 Сила гидростатического давления воды.....	75
6.4.3 Равнодействующая взвешивающего давления	76
6.4.4 Сила фильтрационного давления	76
6.4.5 Давление наносов	77
6.4.6 Волновое давление	79
6.5 Расчёт прочности плотины.....	80
6.5.1 Определение напряжений	80
6.5.2 Критерии прочности плотины	83
6.5.3 Расчёт устойчивости плотины	84
7 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Абазинского ГУ. Охрана труда и противопожарная безопасность	85
7.1 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	85
7.2 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища.....	86
7.3 Отходы, образующиеся при строительстве.....	88
7.3.1 Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме	88
7.3.2 Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные	89
7.4 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации.....	89
7.5 Пожарная безопасность	90
7.6 Охрана труда.....	90
8 Техничко-экономические показания.....	93
8.1 Объём продаж.....	93
8.2 Текущие расходы на производство электроэнергии.	93
8.3 Налоговые расходы.....	95
8.4 Оценка суммы прибыли	96
8.5 Методология и исходные данные оценка инвестиционного проекта	97
8.6 Бюджетная эффективность	98
8.7 Показатели коммерческой эффективности проекта.....	98
8.8 Анализ рисков инвестиционных проектов	99
9 Системы измерений, способы исполнения, системы связей с РДУ СО, системы отображения технологической информации (АСТДУ, СДТУ).....	103
9.1 Назначение, состав и функции системы	103
9.2 Требования к СОТИ АССО.....	104
9.3 Состав технологической информации, передаваемой с Абазинской ГЭС в Хакасское РДУ и ОДУ Сибири.....	105
9.4 Расчёт требуемой пропускной способности канала для передачи ТИ.....	105

9.4.1 Расчет пропускной способности канала связи для передачи телесигнализации (ТС)	105
9.4.2 Расчет пропускной способности канала связи для передачи телеизмерений (ТИ)	107
9.4.3 Суммарная оценка пропускной способности канала связи для телемеханики по протоколу МЭК 870-5-104	109
9.5 Выбор системы СОТИ АССО	110
9.6 Структурная схема сети СОТИ АССО	111
9.7 Описание работы СОТИ АССО.....	112
Заключение.....	113
Список использованных источников.....	115
Приложение А – Г.....	118-131

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ АБАЗИНСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки.....Абакан;
2. Местонахождение ГЭС.....республика Хакасия;
3. Тип проектируемой установки.....ГЭС;
4. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний.....323м³/с;
 - б) всех турбин.....560м³/с;
 - в) максимальный с обеспеченностью: 0,5%.....1582м³/с;
0,1%.....1750м³/с;
0,01%.....1973м³/с;
 - г) минимальный.....119м³/с;
5. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока.....годовой;
 - б) отметка: НПУ.....516,00 м;
ФПУ.....517,00 м;
УМО.....508,23 м;
 - в) объёмы:
 - полный.....14,00 км³;
 - полезный.....3,45 км³;
6. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный.....49,4 м;
 - б) расчётный.....41,5 м;
 - в) минимальный.....38,5 м;
7. Энергетические характеристики:
 - а) мощность:
 - установленная.....228 МВт;
 - гарантированная.....197 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка энергии.....1,22 млрд. кВт·ч;
8. Плотина (общая длина / максимальная высота):
 - а) правобережная глухая грунтовая.....348,5 м / 64,4 м;
 - б) водосливная бетонная.....41,0 м / 64,4 м;
 - в) бетонная центральная глухая.....17,0 м / 64,4 м;
 - г) бетонная станционная.....85,0 м / 64,4 м;
 - д) правобережная глухая бетонная.....106,4 м / 64,4 м;
9. Водосбросные сооружения:
 - а) тип.....поверхностный и глубинный водослив;
 - б) число и ширина пролётов (поверхностный).....2 отверстия по 8,0 м;
 - в) число и ширина пролётов (глубинный).....2 отверстия по 3,5 м;
 - г) общая длина (поверхностный).....22 м;
 - г) общая длина (глубинный).....19 м;
 - д) максимальная высота.....64,4 м;

10. Здание ГЭС:

- а) тип здания.....приплотинное;
- б) число агрегатов.....4;
- в) грунты в основании.....кристаллический сланец;
- г) тип спиральной камеры.....металлическая круглого сечения;
- д) тип отсасывающей трубы.....изогнутая;
- е) расстояние между осями агрегатов.....17 м;

11. Основное оборудование:

- а) тип турбины.....ПЛД 50 – В60 – 425;
- б) тип генератора.....СВ – 660/165 – 32;
- в) мощность генератора.....57 МВт;
- г) частота вращения.....187,5 об/м;
- д) тип трансформаторов.....ТДЦ – 80000/220;

12. Техничко-экономические показатели:

- а) удельные показатели.....24298,00 руб./кВт;
- б) себестоимость энергии.....0,10 руб./кВт · ч;
- в) срок окупаемости.....5,5 лет.

ВВЕДЕНИЕ

Энергетика имеет огромное значение, как для обычного потребителя, так и для всей промышленности. Ввиду более высоких значений коэффициента полезного действия гидротурбин, достигающего 95 %, гидростанции призваны одним из самых эффективных источников энергии. Покрывая наиболее неравномерную часть графиков нагрузки, а так же поддерживая частоту тока, они занимают особо важное место в современных энергетических системах.

Вода как возобновляемый природный ресурс не требует производственных затрат. А значит, себестоимость производства электроэнергии на гидростанциях значительно ниже, что делает гидроэнергию более конкурентоспособной в условиях рынка.

В будущем доля гидроэнергетики в энергетическом балансе со временем будет только возрастать. А уровень развития энергетики в свою очередь отражает достигнутый технико-экономический потенциал страны. Поэтому, на мой взгляд, гидроэнергетика является самым конкурентным и, несмотря на свою уже многовековую историю, перспективным лидером в развитии электроэнергетики на ближайшие десятилетия.

Все эти преимущества подталкивают к строительству новых гидроэлектростанций.

Целью дипломного проекта является проработка основных этапов проектирования гидроэлектростанции с применением и закреплением теоретических знаний, а также путём инженерной мысли и творческого подхода к решению конкретных задач, найти оптимальные проектные решения

1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС

Проектируемая ГЭС Расположена на реке Абакан, у города Абаза, на расстоянии девяти километров. Название станции происходит от близлежащего города Абаза. Абакан – река в Хакасии, один из крупнейших левобережных притоков Енисея. Длина реки 327 км. Площадь её водосборного бассейна – 32000 км², средний расход воды – 378 м³/с. Река имеет преимущественно снеговое и дождевое питание. Ледостав со второй половины ноября по конец апреля.

1.1 Природные условия

1.1.1 Климат

Климатические условия этого региона Сибири отличаются редким разнообразием. Это обусловлено особенностями рельефа и движениями воздушных масс, которые зависят от особенностей географического положения. Хакасия – это очень солнечный край. Это объясняется тем, что горные хребты, меж которых расположилась республика прикрывают её от дождевых облаков.

В целом, хакасский климат можно отнести к резко континентальному. Здесь морозная зима и жаркое лето. Средняя температура января – (-25°) градусов, а средняя температура августа – (20°) градусов. Количество выпадающих осадков сильно разнится по региону от 200 мм на равнинах до 700 мм в горах в год. В регионе преобладают юго-западные ветры. В 20 – 45 % случаев скорость ветра превышает 7 м/с.

Снежный покров устанавливается в среднем в первой декаде ноября, разрушается во второй декаде апреля. Высота снежного покрова составляет в среднем 10 – 25 см. Глубина промерзания почвы 0,8 – 1,5 м.

1.1.2 Гидрологические данные

Для створа проектируемой станции задан расчётный гидрологический ряд наблюдений в период с 1940 г. по 1989 г в приложении А, таблица А.1.

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

Таблица 1.1 – Координаты кривых связей верхнего и нижнего бьефа

Кривая связи объёмов и уровней верхнего бьефа		Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа			
		Зимняя		Летняя	
Z _{ВБ} , м	V, км ³	Z _{НБ} , м	Q, м ³ /с	Z _{НБ} , м	Q, м ³ /с
464,00	0,00	464,00	0	464,00	0
477,00	2,00	477,00	3474	477,00	4342
495,00	5,80	495,00	15018	495,00	18772
507,00	10,00	507,00	23214	507,00	29018
516,00	14,00	516,00	31720	516,00	39650

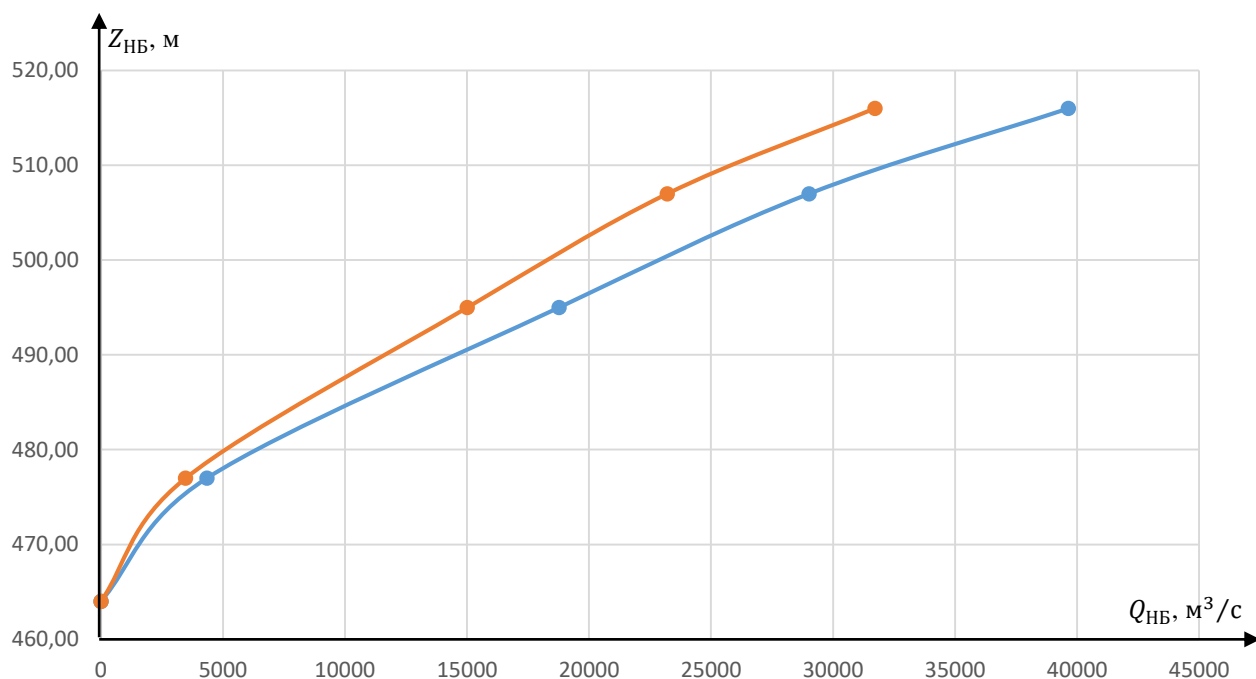


Рисунок 1.1 – Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа

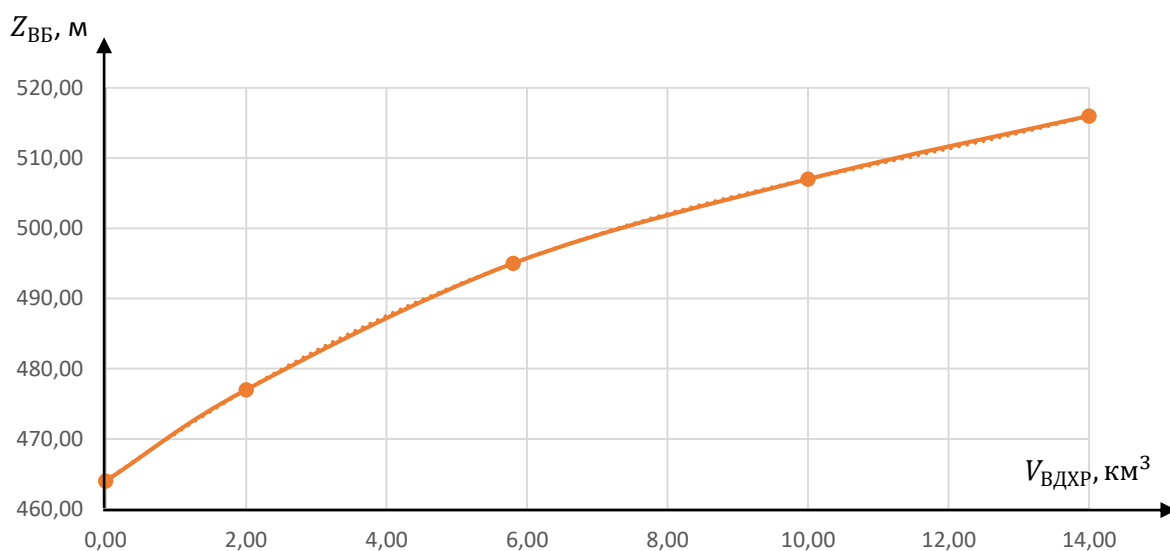


Рисунок 1.1 – Кривая связи объёмов и уровней верхнего бьефа

1.1.3 Инженерно-геологические условия

Река протекает в глубокой каньонообразной долине – ширина реки составляет 165 метров. В створе плотины крутизна склонов составляет 45° . Склоны долины покрыты лесом и кустарником. Горные породы склонов и днища долины представлены крепкими метаморфическими кристаллическими сланцами – парасланцами и ортосланцами. Под сланцами на глубине 200 – 1000 м залегают граниты.

1.1.4 Сейсмические условия

На территории Хакасии в районе города Абаза 3 сентября 2015 года произошло самое сильное землетрясение данного региона. Сила сотрясения составила около 4-х баллов по 12-балльной шкале. Кол-во землетрясений в год составляет порядка 10-20.

1.2 Энергоэкономическая характеристика района

Проектируемая станция связана с единой энергетической системой. Входит в состав ОДУ Сибири, годовая выработка, которой составляет 201,21 млрд кВт·ч. Абазинская ГЭС входит в состав Хакасского регионального диспетчерского управления, годовая генерируемая мощность, которой составляет 23,16 млрд кВт·ч. В операционной зоне Хакасского РДУ находятся две ГЭС и ТЭЦ: Саяно-Шушенская $N_{уст}$ 6400 МВт; Майнская $N_{уст}$ 321 МВт; Абаканская ТЭЦ $N_{уст}$ 406 МВт.

2 Водноэнергетические расчёты

2.1 Регулирование стока воды

2.1.1 Исходные данные

- Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа и объёмов водохранилища и уровней верхнего бьефа (таблица 1.2, рисунок 1.1 и 1.2);
- Энергосистема – ОДУ Сибири;
- Коэффициент мощности $k_N = 8,69$;
- Потери напора в водоподводящих сооружениях: $\Delta h = 0,4$ м;
- НПУ Абазинской ГЭС: НПУ = 516,00 м;

Ряд гидрологических наблюдений за рекой Абакан за период 1940 – 1989 гг. (приложение А, таблица А.1);

Требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 2.1;

Суточный график нагрузки (плакат «Использование водной энергии Абазинской ГЭС на реке Абакан»).

Таблица 2.1 – Требования участников ВХК и потери воды с водохранилища

Расход/месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{испар}}, (\text{М}^3/\text{с})$	0	0	0	0	1	1	2	1	1	1	1	0
$Q_{\text{лёд}}, (\text{М}^3/\text{с})$	1	1	1	-3	-3	0	0	0	0	1	1	1
$Q_{\text{фильтр}}, (\text{М}^3/\text{с})$	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
$Q_{\text{ВХК}}, (\text{М}^3/\text{с})$	119	119	119	119	239	239	239	239	239	119	119	119

2.1.2 Определение максимальных расчётных расходов

Максимальные расходы (приложения А, таблица А.1) располагаем в порядке убывания. Для заполнения таблицы Б.1 приложения Б определяем следующий коэффициент:

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

где Q_n – n-ый член ряда максимальных годовых расходов;
 $Q_{\text{ср}}$ – средний многолетний максимальный расход.

Коэффициент вариации ряда максимальных расходов:

$$C_v = \sqrt{\frac{\sum(K-1)^2}{n}} = \sqrt{\frac{2,827}{50}} = 0,24, \quad (2.2)$$

где n – число членов ряда максимальных расходов.

Среднеквадратическая ошибка вычисления коэффициента вариации ряда максимальных расходов:

$$\delta_{cv} = \frac{\sqrt{1+3C_v^2}}{\sqrt{2(n-1)}} \cdot 100\% = \frac{\sqrt{1+3 \cdot 0,24^2}}{\sqrt{2 \cdot 49}} \cdot 100\% = 10,92\%, \quad (2.3)$$

где n – число членов ряда максимальных расходов.

Коэффициент асимметрии ряда максимальных расходов:

$$C_s = \frac{\sum(k-1)^3}{nC_v^3} = \frac{0,324}{50 \cdot 0,24^3} = 0,48, \quad (2.4)$$

Среднеквадратическая ошибка вычисления коэффициента асимметрии ряда максимальных расходов:

$$\begin{aligned} \delta_{cs} &= \pm \frac{\sqrt{\frac{6}{n} \cdot \sqrt{1+6C_v^2+5C_v^4}}}{C_s} \cdot 100\% = \\ &= \frac{\sqrt{\frac{6}{50} \cdot \sqrt{1+6 \cdot 0,24^2+5 \cdot 0,24^4}}}{0,48} \cdot 100\% = 83,59\%, \end{aligned} \quad (2.5)$$

По [34] назначается класс гидротехнического сооружения. Бетонная плотина Абазинской ГЭС – сооружение I-ого класса (по числу постоянно проживающих людей). Исходя из намеченного класса сооружения, определяем обеспеченности поверочного, основного и строительного максимальных расходов.

Заполняем таблицу 2.2, используя формулы:

$$M_s = C_v \cdot \Phi; \quad (2.6)$$

$$k_s = M_s + 1; \quad (2.7)$$

$$Q_s = Q_{cp} \cdot k_s; \quad (2.8)$$

Таблица 2.2 – Результаты расчётов максимальных расходов

P, %	Ф	M _s	k _s	Q _s	расход
0,01	4,83	1,15	1,91	1973	поверочный
0,1	3,81	0,91	1,72	1750	основной
0,5	3,04	0,72	1,64	1582	строительный

2.1.3 Кривые обеспеченности расходов

По гидрологическому ряду определяется средний расход за каждый год. Выделяется два основных периода годовых расходов: половодье и межень.

Для определения обеспеченности ранжируются года по среднему расходу от наибольшего к наименьшему. По полученным данным результатам строятся эмпирические кривые обеспеченности по формуле:

$$P(m) = \frac{m}{n+1} \cdot 100(\%), \quad (2.9)$$

где $P(m)$ – обеспеченность;

m – порядковый номер члена ряда расходов, ранжированного в убывающем порядке;

n – общее число членов ряда.

Результаты расчётов представлены в приложении Б, таблица Б.2.

Расчётные значения обеспеченности для выбора маловодного года принимаются равным 90%, средневодного – 50%.

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

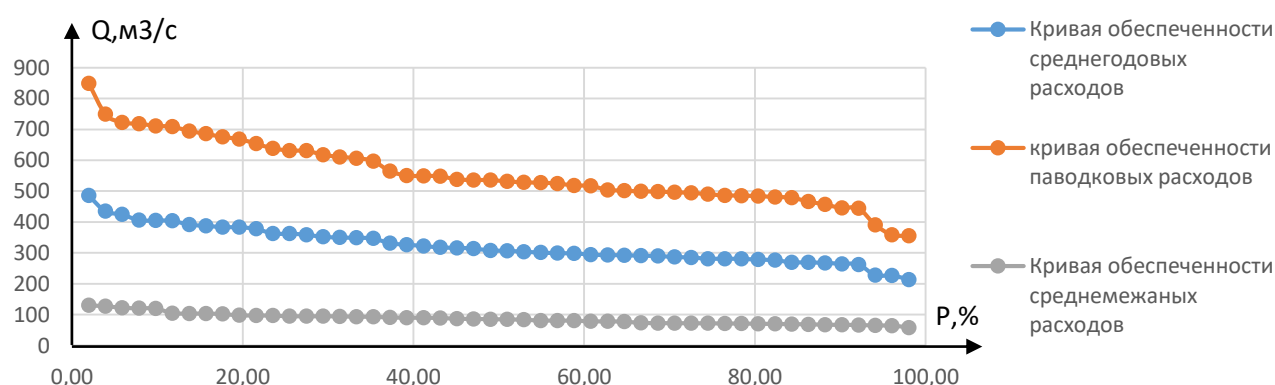


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год

2.1.4 Выбор расчётного маловодного и средневодного года

Из таблицы приложения Б.2 заметно, что 90% обеспеченность выпадает на 1966 г., 50% обеспеченность на 1984 г. Также таблица свидетельствует о том, что не требуется выполнять корректировку расходов, так как расходы при определенных обеспеченностях не разнятся.

Соответственно в последующих расчётах проектируемой станции следует использовать расходы 1966 гг. для 90% обеспеченности, 1984 гг. для 50% обеспеченности, как уже указывалось ранее.

Результаты представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Расчётные гидрографы маловодного и средневодного года

Расходы в метрах кубических в секунду

Месяц	Расход маловодного года (90%)	Расход средневодного года (50%)
1	42	47
2	36	34
3	29	30
4	130	176
5	614	904
6	742	855
7	350	421
8	322	402
9	311	341
10	296	310
11	142	151
12	57	74

Расчётные гидрографы маловодного и средневодного года представлены на рисунке 2.2.

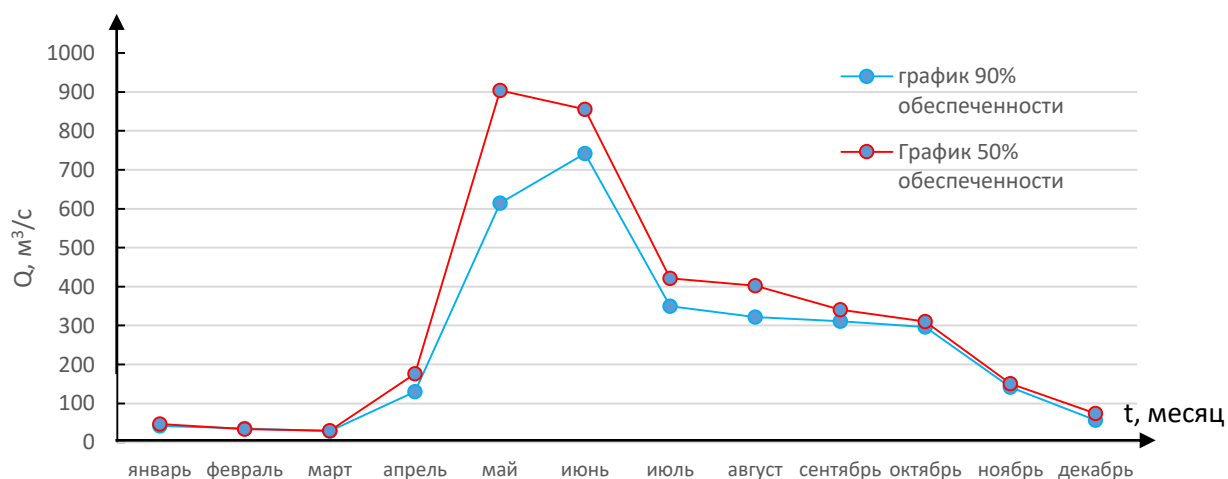


Рисунок 2.2 – Расчётные гидрографы маловодного и средневодного года

2.1.5 Определение типа регулирования

Объёмы, соответствующие отметкам НПУ и УМО, находятся по кривой связи объёмов и уровней верхнего бьефа (рисунок 1.2).

$$V_{\text{НПУ}} = 14,00 \text{ км}^3;$$

$$V_{\text{УМО}} = 10,55 \text{ км}^3.$$

Полезный объём водохранилища:

$$V_{\text{полезный}} = V_{\text{НПУ}} - V_{\text{УМО}} = 14,00 - 10,55 = 3,45 \text{ км}^3. \quad (2.10)$$

Для расчёта необходимо знать тип регулирования водохранилища, для этого рассчитывается коэффициент зарегулированности стока по формуле:

$$\beta = \frac{V_{\text{полезный}}}{W} = \frac{3,45}{10,186} = 0,298, \quad (2.11)$$

где $V_{\text{полезный}}$ – полезный объём водохранилища;
 W – среднемноголетний сток в заданном стоке по формуле:

$$W = \frac{Q_{\text{ср}} \cdot 365 \cdot 24 \cdot 3600}{10^9} = 10,186 \text{ км}^3. \quad (2.12)$$

Принимаем годовой тип регулирования.

2.2 Определение установленной мощности на основе водноэнергетических расчётов

2.2.1 Расчёт режимов работы ГЭС без регулирования

Исходя из данных речных потерь и потери напора, требований ВХК осуществляется расчёт режимов работы ГЭС без регулирования. Мощность водотока рассчитывается по формуле:

$$N_{\text{быт}} = \frac{0,913 \cdot 9,81 \cdot Q_{\text{полез}} \cdot H}{1000} \quad (2.13)$$

Аналогично рассчитывается мощность водотока при покрытии требований ВХК.

Целью расчёта режима работы станции является выявление мощности, который может дать бытовой водоток в каждый из месяцев. Результаты расчётов приведены в приложении Б, таблица Б.3.

Для построения графика баланса энергии требуется распределить разность мощностей $N_{\Sigma} = N_{\text{быт}} - N_{\text{вхк}} = 480$ МВт от значений мощностей по водотоку до искомой гарантированной мощности проектируемой станции.

2.2.2 Расчёт режимов работы ГЭС по маловодному году

Исходя из таблицы расчёта режима работы ГЭС без регулирования наглядно видно, что сработка водохранилища начинается с ноября месяца. В ноябре, декабре, январе, феврале работа ГЭС происходит по гарантированной мощности.

Осуществляется расчёт сработки объёма водохранилища при НПУ, с целью последующего его заполнения до отметки НПУ ноября месяца, а также учитывается равенство конечных объёмов.

Результаты сработки – наполнения водохранилища по условию маловодного года приведены в приложении Б, таблица Б.4.

Из таблицы видно, что УМО – уровень мёртвого объёма, выпадает на апрель месяц и далее совершается накопление водохранилища.

Результатом сработки – наполнения водохранилища являются:

- гарантированная мощность:

$$N_{\text{гар}} = 197 \text{ МВт};$$

- уровень мёртвого объёма:

$$V_{\text{УМО}} = 508,23 \text{ м};$$

- полезный объём водохранилища:

$$V_{\text{полезный}} = 3,45 \text{ км}^3;$$

График сработки – наполнения водохранилища (рисунок 2.3):

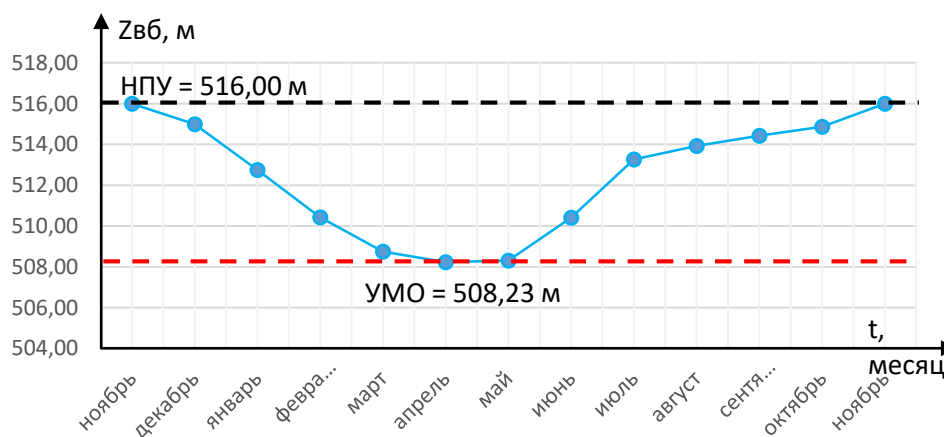


Рисунок 2.3 – График сработки наполнения водохранилища (90%)

2.2.3 Определение среднесуточной выработки в среднесуточном году

Целью данного расчёта является определение наилучшей сработки водохранилища с выявлением максимально возможной выработки. Вычисления осуществляются по принципу расчёта режима работы ГЭС по маловодному году.

Сработку – наполнение среднесуточного года производим двумя способами:

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

2. Работа ГЭС по прежнему уровню в расчётном и маловодном году.

За конечный вариант принимаем второй способ в котором среднесуточная выработка электроэнергии больше.

Среднесуточная выработка – 1,22 млрд. кВт·ч.

2.2.4 Определение установленной мощности

Для нахождения рабочей мощности ГЭС для каждого месяца работы необходимо использовать ИКН для этих месяцев. Так как ИКН для соседних месяцев схожи, то мы с некоторым приближением считаем их одинаковыми. Значит для декабря и января нам понадобится одна ИКН. Также необходимо посчитать суточную выработку ГЭС при гарантированной мощности.

$$Э_{\text{сут}}^{\text{XII}} = N_{\text{гар}}^{\text{XII}} \cdot 24 = 197 \cdot 10^6 \cdot 24 = 4,728 \text{ млн кВт} \cdot \text{ч}; \quad (2.14)$$

Полученную суточную выработку откладываем на ИКН. Частью мощности покроем пики нагрузки, другой частью будем покрывать базу нагрузки. При покрытии пиков мощность проектируемой ГЭС составит:

$$N_{\text{раб пк}} = 82 \text{ МВт},$$

Мощность покрытия базы нагрузки составит:

$$N_{\text{раб б}} = 135 \text{ МВт}.$$

Рабочая мощность станции:

$$N_{\text{раб}} = N_{\text{раб пк}} + N_{\text{раб б}} = 82 + 135 = 217 \text{ МВт}; \quad (2.15)$$

Установленная мощность ГЭС рассчитывается по формуле:

$$N_{\text{уст}} = N_{\text{раб}} + N_{\text{рез}}, \quad (2.16)$$

где $N_{\text{раб}}$ – мощность, рассчитанная из графика нагрузки,

$N_{рез}$ –резервная мощность ГЭС.

Резервная мощность находится по формуле:

$$N_{рез} = N_{рем} + N_{авар} + N_{нагр}, \quad (2.17)$$

где $N_{рем}$ –ремонтный резерв,

$N_{авар}$ – аварийный резерв, значение которого принимается равным 0, так как на проектируемой ГЭС не предусматривается дополнительный объём водохранилища,

$N_{нагр}$, –нагрузочный резерв. Для неизолированных систем $N_{нагр}$ принимается равным 2% от максимальной потребляемой мощности системы.

Расчёт $N_{нагр}$ всех трёх станций:

$$N_{нагр}^{\Sigma} = \frac{P_{ср}^{max}}{100} \cdot 2 = \frac{3200}{100} \cdot 2 = 64 \text{ МВт}; \quad (2.18)$$

Далее находится какая часть $N_{нагр}$ идёт только на проектируемую ГЭС, $N_{раб}$ Абазинской ГЭС составляет 16,5% от $N_{раб}^{\Sigma}$ всех ГЭС РДУ, соответственно и $N_{нагр}$ проектируемой станции:

$$N_{нагр} = \frac{N_{нагр}^{\Sigma}}{100} \cdot 16,7 = \frac{64}{100} \cdot 16,5 = 10,6 \text{ МВт}. \quad (2.19)$$

$$N_{уст} = N_{раб} + N_{рез} = N_{раб} + N_{рем} + N_{авар} + N_{нагр}, = 217 + 0 + 0 + 10,6 = 228 \text{ МВт}. \quad (2.20)$$

2.3 Баланс мощности и энергии

2.3.1 Баланс энергии Хакасского РДУ

По данным среднемесячных мощностей Абазинской ГЭС (приложение Б, таблица Б.4), мощностей генерации и потребления энергосистемы (приложение А, таблица А.3), строится баланс энергии Хакасского РДУ (плакат «Использования водной энергии Абазинской ГЭС на реке Абакан»).

2.3.2 Баланс мощности Хакасского РДУ

Баланс мощностей системы строится на графике максимальных нагрузок и представляет собой распределение мощностей на покрытие нагрузки между всеми участниками энергосистемы.

$N_{\text{авар}}$ – равен 8% для всех существующих электростанций от $N_{\text{раб}}$
 $N_{\text{нагр}}$ – равен 2% для всех электростанций от $N_{\text{раб}}$.

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{ГЭС}} = \frac{N_{\text{ГЭС}}^{\text{уст}}}{6}, \quad (2.21)$$

Капитальный ремонт оборудования ТЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \frac{N_{\text{ТЭС}}^{\text{уст}}}{4} + \frac{N_{\text{ТЭС}}^{\text{уст}}}{2}. \quad (2.22)$$

Баланс мощности Хакасского РДУ в маловодном году приведён в таблице 2.4 и на плакате «Использование водной энергии Абазинской ГЭС на реке Абакан».

Таблица 2.4 – Баланс мощности энергосистемы Хакасского РДУ в маловодном году

Мес.	Сущ ГЭС				Проект ГЭС				ТЭС			
	Нраб, МВт	Нар, МВт	Нпр, МВт	Нрем, МВт	Нраб, МВт	Нар, МВт	Нпр, МВт	Нрем, МВт	Нраб, МВт	Нар, МВт	Нпр, МВт	Нрем, МВт
1	1425	114	29	0	217	0	5	0	1719	138	34	0
2	1382	111	28	0	170	0	3	0	1707	137	34	0
3	1325	106	27	0	60	0	1	0	1604	128	32	0
4	1096	88	22	0	60	0	1	0	1872	150	37	0
5	896	72	18	0	130	0	3	0	1589	127	32	244,5
6	828	66	17	0	135	0	3	0	1459	117	29	400
7	820	66	16	0	140	0	3	0	1461	117	29	400
8	923	74	18	0	145	0	3	0	1583	127	32	244,5
9	1056	84	21	0	150	0	3	0	1796	144	36	0
10	1310	105	26	261	60	0	1	44	1609	129	32	0
11	1375	110	28	0	175	0	4	0	1694	136	34	0
12	1425	114	29	0	217	0	5	0	1718	137	34	0

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор числа и типа агрегатов

3.1.1 Построение режимного поля

Целью расчёта режимного поля является выбор турбины, учитывая факторы: ограничения по генератору, ограничения по турбине, ограничения по санитарному попуску.

Вычисление режимного поля производится исходя из кривых связей отметок нижнего бьефа.

Уравнение линии ограничения по расчётной установленной мощности имеет следующий вид:

$$Q_{ГЭС} = \frac{N_{уст}}{k_N \cdot H_{ГЭС}}, \quad (3.1)$$

где $N_{уст}$ – установленная мощность проектируемой ГЭС;

k_N – коэффициент мощности;

$H_{ГЭС}$ – напор на ГЭС (выбирается произвольно).

Уравнение линии пропускной способности ГЭС:

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГЭС}^{max} \cdot \sqrt{\frac{H_{ГЭС}}{H_p}}, \quad (3.2)$$

где $Q_{ГЭС}^{max}$ – максимальный расход через ГЭС, определяется в точке пересечения линии ограничения по расчётной установленной мощности с линией расчётного напора;

$H_{ГЭС}$ – напор на ГЭС;

H_p – расчётный по мощности напор. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчётной установленной мощности с линией расчётного напора.

Данные расчёта для построения режимного поля записаны в таблицу 3.1.

Таблица – 3.1 Результаты расчёта режимного поля проектируемой станции

Кривые связи нижнего бьефа для летних условий		Напорные характеристики			Линии ограничения по расчётной установленной мощности		Линии ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Q_{нб}, м^3/с$	$Z_{нб}, м$	$H_{нпу}, м$	$H_{умо}, м$	$H_{звб1}, м$	$H, м$	$Q, м^3/с$	$H, м$	$Q, м^3/с$
0	463,98	49,92	42,15	45,50	46,20	574	41,50	639
200	465,28	48,62	40,85	44,20	45,1	588	40,4	622
400	466,56	47,34	39,57	42,92	44,70	593	40,25	620

Окончание таблицы 3.1

Кривые связи нижнего бьефа для летних условий		Напорные характеристики			Линии ограничения по расчётной установленной мощности		Линии ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Q_{нб}, \text{м}^3/\text{с}$	$Z_{нб}, \text{м}$	$H_{нпу}, \text{м}$	$H_{умо}, \text{м}$	$H_{звб1}, \text{м}$	$H, \text{м}$	$Q, \text{м}^3/\text{с}$	$H, \text{м}$	$Q, \text{м}^3/\text{с}$
800	469,06	44,84	37,07	40,42	43,90	604	39,95	615
1000	470,27	43,63	35,86	39,21	43,5	609	39,8	613
1200	471,47	42,43	34,66	38,01	43,10	615	39,65	610
1400	472,65	41,25	33,48	36,83	42,7	621	39,5	608
1600	473,80	40,10	32,33	35,68	42,30	627	39,35	606
1800	474,94	38,96	31,19	34,54	41,9	633	39,2	603
2000	476,06	37,84	30,07	33,42	41,85	633	39,05	601
2200	477,16	36,74	28,97	32,32	41,8	634	38,9	599
2400	478,24	35,66	27,89	31,24	41,70	636	38,75	597
2600	479,30	34,60	26,83	30,18	41,75	635	38,7	596
2800	480,34	33,56	25,79	29,14	41,65	637	38,6	594
3000	481,37	32,53	24,76	28,11	41,50	639	38,35	590

По данным таблицы 3.1 строится режимное поле проектируемой станции (рисунок 3.1).

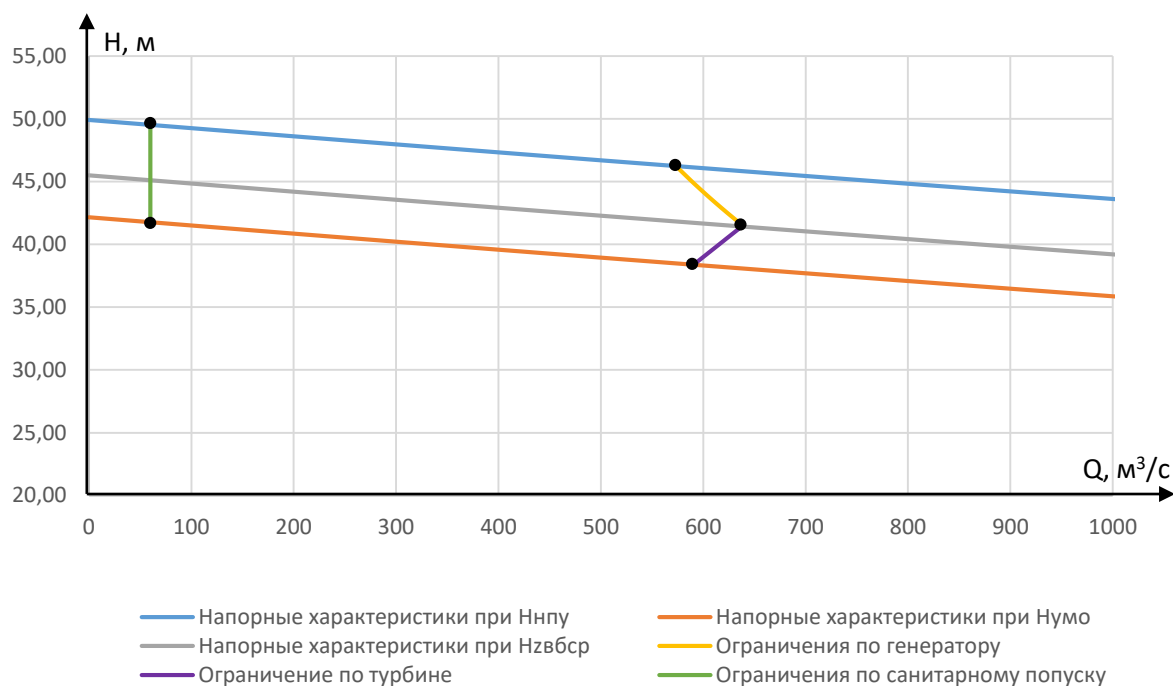


Рисунок 3.2 – Режимное поле проектируемой станции

При построении режимного поля определяются следующие величины:

$$Q_{max} = 639 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_{min} = 60 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$H_{расч} = 41,50 \text{ м};$$

$$H_{max} = 49,40 \text{ м};$$

$$H_{min} = 38,35 \text{ м};$$

$$\frac{H_{min}}{H_{max}} = \frac{38,35}{49,40} = 0,776.$$

3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

Выбор системы и типа гидротурбины производим по максимальному напору и отношения минимального напора к максимальному напору турбины. Подходят гидротурбины типов ПЛ50 и ПЛД50 – В60 с каталожными параметрами, приведёнными в таблице.

Основные параметры моделей гидротурбин показаны в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Основные параметры моделей турбин

Параметр	Тип турбины	
	ПЛ50 - В	ПЛД50 - В60
Нпред, м	50	50
Нmin/Нmax	0,5	0,5
nΓopt, об/мин	113	116
QΓopt, л/с	1100	1000
ηm opt	0,910	0,916
QΓmax, л/с	1650	1500
σ(QΓmax)	0,60	0,60
D1 мод, м	0,350	0,460
Нмод, м	5	12
tмод, Со	16	21
νмод	1,114	0,988

Для более обоснованного выбора параметров гидротурбины выполняем расчёты для ряда стандартных диаметров для каждого типа турбин.

Коэффициент полезного действия натурной гидротурбины определяем по формуле:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_{MO}) \cdot \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[10]{\left(\frac{D_{1M}}{D_1}\right)^2 \cdot \frac{H_M}{H_p} \cdot \left(\frac{v_H}{v_M}\right)^2} \right), \quad (3.3)$$

где η_{MO} – коэффициент полезного действия модельной гидротурбины;
 ε – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям;

D_{1M} – диаметр модельной гидротурбины;

D_1 – диаметр натурной гидротурбины, по справочным данным;

H_M – напор на модельной гидротурбине;

H_p – расчётный напор натурной гидротурбины;

ν_H – кинематический коэффициент вязкости воды натурной гидротурбины;

ν_M – кинематический коэффициент вязкости воды модельной гидротурбины.

Для поворотно - лопастных гидротурбин коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям, определяется из следующего условия:

$$\varepsilon = 0,75.$$

Кинематический коэффициент вязкости зависит от температуры воды при испытаниях и определяется по справочным данным.

Средняя температура реки Абакан:

$$t_H = 6 \text{ }^\circ\text{C}.$$

По справочным данным определяем кинематический коэффициент вязкости:

$$\nu_H = 1,3.$$

Принимаем коэффициент полезного действия гидрогенератора:

$$\eta_{Г\text{ ср}} = 0,97.$$

Мощность агрегата в расчётной точке:

$$N'_a = 9,81 \cdot Q'_{I\text{ p}} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_{Г\text{ ср}}, \quad (3.8)$$

где $\eta_{Г\text{ ср}}$ – средний коэффициент полезного действия генератора из выражения.

Число агрегатов:

$$z'_a = \frac{N_{уст}}{N'_a}, \quad (3.9)$$

где N'_a – мощность агрегата из формулы (3.8).

Очевидно, в общем случае число агрегатов получится дробное, что потребует округления его в большую сторону до целого числа и, следовательно, затем уточнения мощности агрегата, после округления числа агрегатов до целого

числа. Число агрегатов рекомендуется принимать кратное 2 или 3 для того, чтобы главная схема электрических соединений была симметричной.

Частота вращения турбины:

$$n = n'_{I_p} \cdot \frac{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}{D_1}, \quad (3.10)$$

где n'_{I_p} – приведённая частота вращения модельной гидротурбины в расчётной точке;

Δ - поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к натуре, равная отношению КПД натурной турбины к КПД модели расчётной точке.

По полученной синхронной частоте вращения необходимо принять ближайшее большее стандартное значение синхронной частоты вращения по известному стандартному ряду.

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

$$n'_I = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.11)$$

где n_c – стандартное значение синхронной частоты вращения;

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

Произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{T_{cp}}}. \quad (3.12)$$

Правая часть уравнения (3.12) является константой при всех известных его параметрах, а левая часть определяется подбором такой точки на линии n'_{I_p} , чтобы произведение $Q'_I \cdot \eta_T$ в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства.

Необходимо сделать перерасчёт режимного поля на координаты универсальной характеристики.

Верхняя и нижняя граница режимного поля есть горизонтальные линии, соответствующие максимальному и минимальному напору, посчитанные по формуле (3.11).

Левая граница режимного поля – линия ограничения по минимальному расходу. Приведённый расход определяем по формуле:

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.13)$$

где Q_{min} – минимальный расход через станцию.

Правая граница пересчитанного режимного поля состоит из двух линий. Верхняя линия проводится параллельно линиям открытия направляющего аппарата. Нижняя линия строится по двум точкам, одна из которых – расчётная точка, а другая – точка, определённая по формуле (3.12), с подстановкой в формулу не расчётного напора, а максимального напора.

Высота отсасывания:

$$H_s = 10,33 - \frac{\Delta_{НБр}}{900} - \sigma H_p - 1,5 \quad (3.14)$$

где σ – кавитационный коэффициент, находится из режимного поля.

Сопоставим различные гидротурбины и выберем наилучший вариант. При сравнении турбин учитываем диаметр рабочего колеса, значение КПД, расположение точки оптимума КПД на ГУХе, наличие подходящего гидрогенератора соответствующей турбин, наименьшее кол-во гидротурбин, с целью увеличения КПД, уменьшения стоимости, быстрого монтажа, а значит быстрого начала окупаемости, сокращению численного персонала. Анализируя таблицы В.1 – В.2 приложения В, для размещения на станции подходит по параметрам 2 турбины ПЛ50 – В – 315 и ПЛД 50 – В60 – 425. Полагаясь на каталог гидрогенераторов, имеется гидрогенератор только для турбины ПЛД 50 – В60 – 425. Её и будем использовать в проектировании.

3.2 Гидротурбины и их проточная часть

3.2.1 Определение геометрических размеров проточной части и машинного зала

По чертежу проточной части гидротурбины определяем основные геометрические размеры гидротурбины.

Высота отсасывающей трубы:

$$h = 2,3 \cdot D_1 = 2,3 \cdot 4,25 = 9,775 \text{ м.} \quad (3.15)$$

Диаметр спиральной камеры на входе:

$$D_{\text{с.к.вх}} = 1,43 \cdot D_1 = 2,7 \cdot 4,25 = 11,475 \text{ м.} \quad (3.16)$$

Угол охвата спиральной камеры:

$$\varphi_{\text{СК}} = 345^\circ$$

Ширина спиральной камеры:

$$B_{\text{СП}} = 4,145 \cdot D_1 = 4,145 \cdot 4,25 = 17,61 \text{ м.} \quad (3.17)$$

Длина отсасывающей трубы:

$$L = 4,5 \cdot D_1 = 4,5 \cdot 4,25 = 19,125 \text{ м.} \quad (3.18)$$

Ширина отсасывающей трубы на выходе:

$$B_1 = 2,514 \cdot D_1 = 4,145 \cdot 4,25 = 10,68 \text{ м.} \quad (3.19)$$

Диаметр шахты агрегата:

$$D_{\text{Ш}} = 8,11 \text{ м.}$$

По рекомендациям ширина здания ГЭС:

$$B'_{\text{ГЭС}} = D_{\text{Ш}} + 7,6 = 8,11 + 17,35 = 25,46 \text{ м.} \quad (3.20)$$

Принимаем ширину машинного зала:

$$B_{\text{МЗ}} = 26 \text{ м.}$$

Принимаем высоту машинного зала:

$$H_{\text{МЗ}} = 21,6 \text{ м.}$$

3.2.2 Гидромеханический расчёт и построение плана металлической спиральной камеры

Полная высота статора:

$$B_{\text{СТ}} = b_1 + 2 \cdot h_1, \quad (3.21)$$

где высота направляющего аппарата:

$$b_1 = 0,35 \cdot D_1 + 0,02, \quad (3.22)$$

Скорость во входном сечении примем по графику:

$$v_{\text{вх}} = 6 \text{ м/с.}$$

Определение полного расхода через турбину при расчетных значениях напора и мощности:

$$Q_0 = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{\text{онт}}}, \quad (3.23)$$

где N - номинальная мощность турбины,

Определение расхода через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_i = \frac{Q_T \cdot \varphi}{360}, \quad (3.24)$$

Определение площади входного поперечного сечения:

$$F_{\text{вх}} = \frac{Q_i}{v_{\text{вх}}} \quad (3.25)$$

Радиус входного сечения:

$$r_{\text{вх}} = \sqrt{\frac{F_{\text{вх}}}{\pi}}, \quad (3.26)$$

Расстояние от оси турбины до центра входного сечения:

$$R_{\text{вх}} = a_{\text{вх}} + r_{\text{вх}} \quad (3.27)$$

Значение $\frac{\varphi}{c}$ входного сечения:

$$\frac{\varphi}{c} = a - \sqrt{a^2 - r^2} \quad (3.28)$$

Результаты расчётов сводятся в таблицу (таблица В.3 приложения В).

Недостающий участок, уже эллиптического сечения, плавно продляем до 0° и получаем зависимость $R=f(\varphi)$. Зависимость представлена на рисунке 3.2.

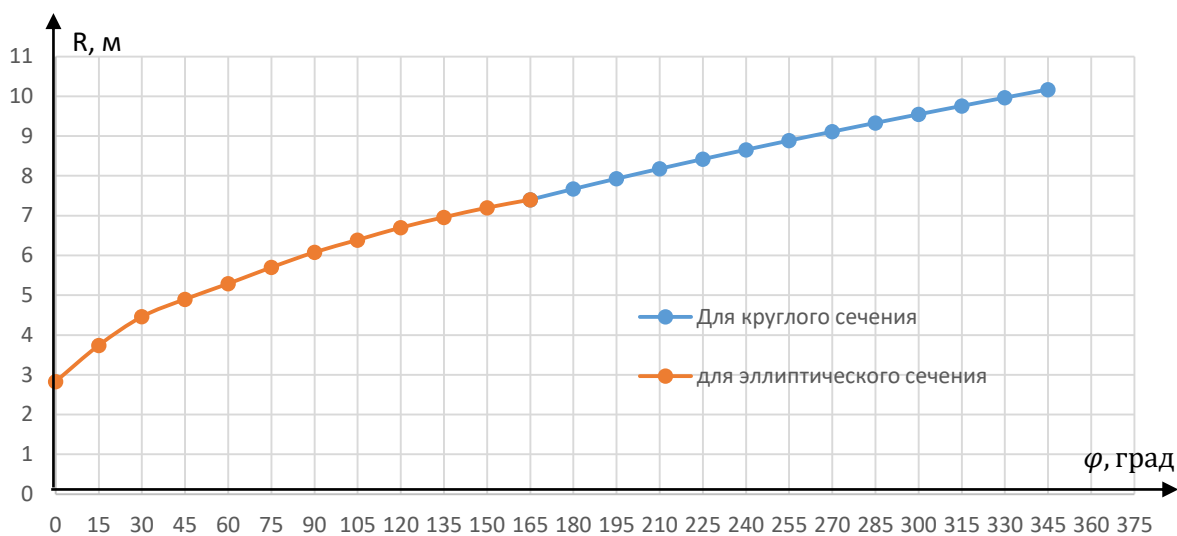


Рисунок 3.2 – Радиусы сечений спиральной камеры

Исходя из рисунка 3.2 определим значения эллиптического радиуса спиральной камеры соответствующим углам. Все определённые значения и значения круглых радиусов спиральной камеры сведём в таблицу 3.3.

Таблица 3.3 – геометрические размеры спиральной камеры

Параметры для круглого сечения				Параметры для эллиптического сечения			
φ	R, м	a, м	R, м	φ	p2, м	p1, м	R, м
345	3,46	6,71	10,17	150	2,096	2,07	7,27
330	3,36	6,61	9,97	135	1,906		6,96
315	3,26	6,50	9,76	120	1,748		6,7
300	3,16	6,39	9,55	105	1,558		6,39
285	3,05	6,28	9,33	90	1,369		6,08
270	2,95	6,16	9,11	75	1,137		5,7
255	2,84	6,04	8,89	60	0,887		5,29
240	2,73	5,92	8,66	45	0,649		4,9
225	2,62	5,80	8,42	30	0,380		4,46
210	2,51	5,67	8,18	15	-0,059		3,74
195	2,39	5,54	7,93	0	-0,614		2,83
180	2,27	5,40	7,67	-	-	-	-
165	2,15	5,25	7,40	-	-	-	-

По данным расчётам строим спиральную камеру, представленную на рисунке 3.3.

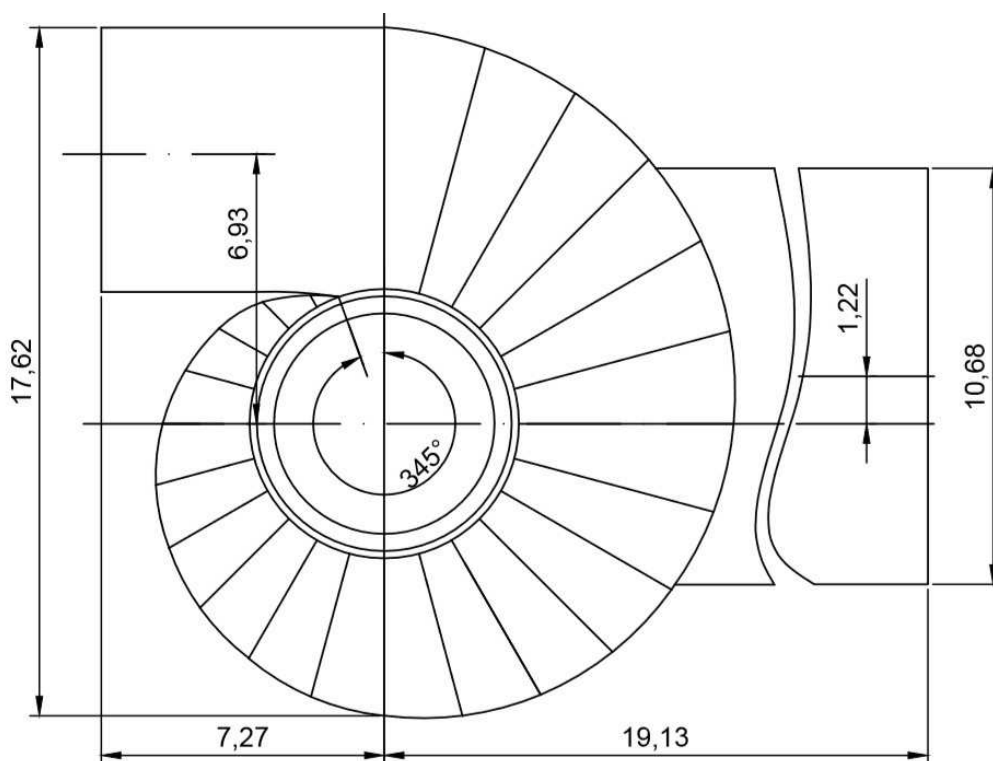


Рисунок 3.3 – Спиральная камера

3.2.3 Выбор типа и габаритных размеров маслонапорной установки

Наиболее крупными элементами по габаритам системы регулирования гидротурбин является маслонапорная установка (МНУ), размещение которой должно быть предусмотрено при проектировании строительной части здания ГЭС. Она обеспечивает подачу масла под давлением в систему регулирования турбин (например, сервомоторов НА).

МНУ состоит из масловоздушного котла и сливного бака.

Котел на одну треть заполнен маслом и на две трети – воздухом под давлением. На сливном баке смонтированы маслонасосные агрегаты, периодически пополняющие запасы масла в котле.

Габаритные размеры МНУ определяются объемом масловоздушного котла, зависящего от суммарного объема сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ.

Определяем маслонапорную установку МНУ 2,5/1-40-4-2.

3.2.4 Выбор электрогидравлического регулятора

Определяем тип ЭГР. Так как турбина ПЛД, то выбираем ЭКГР (для ГА с двумя регулирующими органами). Диаметр главного золотника 100 мм. Выбранный регулятор ЭГРК-100-4.

3.2.5 Выбор электрогидравлического регулятора

Выбор гидрогенератора исходит из значений синхронной частоты вращения и вырабатываемой турбиной активной мощности.

Под эти параметры выбираем гидрогенератор СВ-660/165-32.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор главной схемы электрических соединений и схемы собственных нужд

Основные требования, предъявляемые к главным схемам ГЭС:

1. Надёжность и безотказность в работе;
2. Манёвренность схемы;
3. Простота и наглядность;
4. Экономичность

Главная электрическая схема Абазинской ГЭС должна обеспечивать выдачу мощности в различных эксплуатационных режимах и отвечать требованиям необходимой надёжности, манёвренности, удобствам и безопасности эксплуатации, а также условиям оптимизации затрат на оборудование и его эксплуатацию.

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

По карте-схеме размещения линий электропередачи подстанций было определено, что ближайшей является подстанция «Абаза» 220 кВ.

По условиям вышеперечисленных требований, а также для обеспечения бесперебойной работы энергосистемы, была выбрана схема с единичными блоками. На генераторном напряжении 10,5 кВ для питания собственных нужд выполняются ответвления.

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

Электрическая схема СН Абазинской ГЭС выполнена с одним напряжением 0,4 кВ.

Проект Абазинской ГЭС выполняет все требования Технической политики ОАО «РусГидро» [1].

Согласно стандарту [2] необходимо предусматривать не менее двух независимых источников питания при любом режиме работы станции, в том числе при отключении одного из независимых источников питания. На Абазинской ГЭС в качестве источников будут приняты:

- от подстанции «Абаза» 220 кВ;
- дизель-генераторная установка (ДГУ).

Структурная схема электрических соединений представлена на рисунке 4.1.

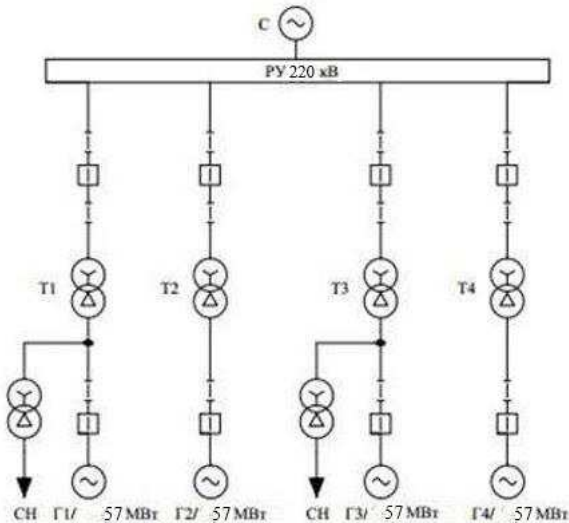


Рисунок 4.1 – Структурная схема Абазинской ГЭС

4.2 Выбор трансформаторов

4.2.1 Главные повышающие трансформаторы

Расчетная мощность трансформатора:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\Gamma \text{ ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi_{\Gamma}} = \frac{57 - 0,57}{0,8} = 70,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.1)$$

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

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираются трансформаторы ТДЦ 80000/220. Каталожные данные приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Каталожные данные трансформатора ТДЦ 80000/220

$S_{\text{ном}}, \text{МВА}$	$U_{\text{н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$	$I_{\text{х}}, \%$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
80	242	10,5	11	320	105	0,6

4.2.2 Выбор трансформатора собственных нужд

Доля мощности, потребляемой на собственные нужды станции, составляет 1% от $S_{\Gamma \text{ ном}}$:

$$S_{\text{с.н.}} = 4 \cdot 0,01 \cdot \frac{P_{\Gamma \text{ ном}}}{\cos \varphi_{\Gamma}} = 4 \cdot 0,01 \cdot \frac{57}{0,8} = 2850 \text{ кВ} \cdot \text{А}. \quad (4.2)$$

Условие выбора трансформатора собственных нужд:

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

По каталогу ЗАО «РосЭнергоТранс - СвердловЭлектро» выбираются два трансформатора ТСЗЛ-1600/10. Каталожные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Каталожные данные трансформатора ТСЗЛ-1600/10

$S_{\text{ном}}, \text{кВА}$	$U_{\text{н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$	$I_{\text{х}}, \%$
	$U_{\text{вн}}$	$U_{\text{нн}}$				
1600	10,5	0,4	5,5	16	3,4	0,7

4.3 Распределительное устройство

4.3.1 Выбор количества отходящих воздушных линий

Суммарная мощность, выдаваемая на РУ 220 кВ:

$$S_{\Sigma} = n_{\Gamma} \cdot \left(\frac{P_{\Gamma} - P_{\text{сн}}}{\cos \varphi_{\Gamma}} \right); \quad (4.3)$$

$$S_{\Sigma} = 4 \cdot \left(\frac{57 - 0,57}{0,8} \right) = 282,15 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 220 кВ:

$$S_{\text{доп}} = \frac{P_{\text{пред}}}{\cos \varphi_{\text{с}}} = \frac{100}{0,8} = 125 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.4)$$

Число линий 220 кВ:

$$n_{\text{л}} = \frac{S_{\Sigma}}{S_{\text{доп}} \cdot k} = \frac{282,15}{125 \cdot 1,4} \approx 2. \quad (4.5)$$

Принимается число ВЛ 220 кВ равным $n_{\text{л}} = 2 + 1 = 3$.

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{282,15}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,246 \text{ кА}. \quad (4.6)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_{\text{Т}} \cdot \alpha_{\text{и}} \cdot I_{\text{раб}} = 1,1 \cdot 1,05 \cdot 0,246 = 0,284 \text{ кА}, \quad (4.7)$$

где $\alpha_{\text{и}} = 1,05$ – коэффициент, учитывающий участие потребителя в максимуме нагрузки;

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

По величине расчётного тока в соответствии с ПУЭ выбираем провод АС – 240/39. Каталожные данные приведены в таблице 4.3. Допустимый продолжительный ток $I_{\text{доп}} = 610 \text{ А}$.

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{282,15}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,370 \text{ кА.} \quad (4.8)$$

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

Таблица 4.3 – Параметры провода марки АС – 240/39

Число проводов в фазе	R_0 , Ом/км	X_0 , Ом/км	b_0 , См/км
1	0,121	0,435	$2,75 \cdot 10^{-4}$

4.3.2 Выбор схемы распределительного устройства

Число присоединений РУ-220 кВ: 8 (4 ВЛЭП 220 кВ, 4 блока). При данном числе присоединений для данного класса напряжений в связи с наличием потребителей I категории (алюминиевый завод), РУ выбираем вариант две рабочие и обходная система шин при наличии присоединений, не допускающих даже кратковременную потерю напряжения при плановом выводе выключателей из работы. Выбранная схема РУ-220 кВ представлена на рисунке 4.2.

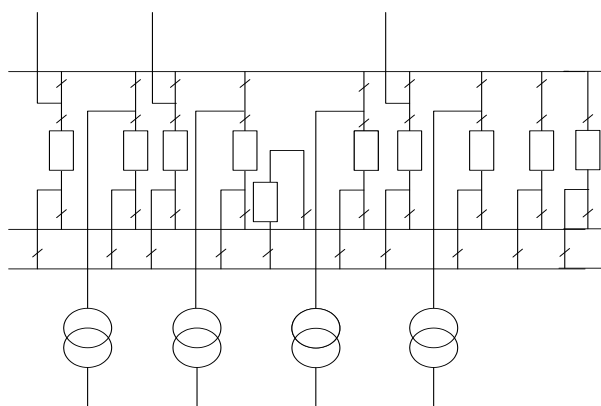


Рисунок 4.2 – Схема РУВН 220 кВ

4.4 Расчёт токов трёхфазного и однофазного короткого замыкания у распределительного устройства высшего напряжения с применением программного комплекса RastrWin

4.4.1 Расчёт исходных данных

Перед тем как приступить к расчёту в программном комплексе RastrWin, требуется определить некоторые параметры.

Параметры генераторов:

$$X_{\Gamma} = X_{\Gamma}'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,19 \cdot \frac{10,5^2}{80} = 0,261 \text{ Ом}; \quad (4.9)$$

$$X_{\Gamma} = \frac{U_{\text{к}} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{11 \cdot 242^2}{100 \cdot 71,25} = 80,53 \text{ Ом}; \quad (4.10)$$

Параметр сети:

$$X_{\text{с}} = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{кз}}} = \frac{220^2}{150} = 322,7 \text{ Ом}; \quad (4.11)$$

$$E_{\Gamma} = 1,13 \cdot U_{\text{НОМ}} = 1,13 \cdot 10,5 = 11,865 \text{ кВ} \quad (4.12)$$

Параметры ЛЭП:

$$r_l = \frac{r_{\text{оуд}} \cdot l}{n} = \frac{0,121 \cdot 8}{3} = 0,327 \text{ Ом}; \quad (4.13)$$

$$x_l = \frac{x_{\text{оуд}} \cdot l}{n} = \frac{0,435 \cdot 8}{3} = 1,16 \text{ Ом}; \quad (4.14)$$

4.4.2 Расчёт токов КЗ с помощью программного обеспечения RastrWin

Пример расчёта и заполнения данных в программе для точки трёхфазного и однофазного короткого замыкания на сборных шинах 220 кВ, трёхфазного КЗ на главных выводах генератора представлены в таблицах 4.4 – 4.9.

Таблица 4.4 – Задание узлов схемы в исходных данных «Узлы/Несим/ИД»

Тип	№ узла	Название	$U_{\text{НОМ}}$, кВ
у	1	В сеть	220
у	2	На РУ	220
зак	3	Г1-Т1	10
зак	4	Г2-Т2	10
зак	5	Г3-Т3	10
зак	6	Г4-Т4	10

Таблица 4.5 – Задание ветвей схемы в исходных данных «Ветви/Несим/ИД»

Тип	№ нач.	№ кон.	Название	г, ом	х, ом	Кт/г
ЛЭП	1	2	В сеть-На РУ	0,33	1,16	
Тр-р	2	3	На РУ-Г1-Т1	0,01	80,53	0,043
Тр-р	2	4	На РУ-Г2-Т2	0,01	80,53	0,043
Тр-р	2	5	На РУ-Г2-Т2	0,01	80,53	0,043
Тр-р	2	6	На РУ-Г2-Т2	0,01	80,53	0,043

Таблица 4.6 – Задание генераторов схемы в исходных данных «Генератор/Несим»

№ агр.	Название	№ узла	x, ом	x2, ом	x0, ом	E, кВ
1	Система	1	323,000	323,000	323,000	220
2	Генератор 1	3	0,294	0,294	0,294	11,865
3	Генератор 2	4	0,294	0,294	0,294	11,865
4	Генератор 3	5	0,294	0,294	0,294	11,865
5	Генератор 4	6	0,294	0,294	0,294	11,865

Таблица 4.7 – Расчёт трёхфазного КЗ на СШ 220 кВ

№ опыта	№ сост.	Тип	П 1	I 1, кА
1	1	3ф	2	3,05

Таблица 4.8 - Расчёт однофазного КЗ на СШ 220 кВ

№ опыта	№ сост.	Тип	П 1	I 1, кА	I 2, кА1	I 0, кА
2	1	1ф	2	1,28	1,28	1,28

Таблица 4.9 – Расчёт трёхфазного КЗ на выводах генератора

№ опыта	№ сост.	Тип	П 1	I 1, кА
3	1	3ф	3	47,9

Результаты расчётов токов КЗ представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Результаты расчёта токов короткого замыкания

Тип КЗ	П1	$I_{п.0}$, кА	i_y , кА
3ф	2	3,05	7,76
1ф	2	1,29	3,28
3ф	3	47,90	121,93

4.4.3 Определение расчётных токов рабочего и утяжеленного режима

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

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

$$I_{Г,раб\ max} = 1,05 \cdot I_{Г,ном} \quad (4.14)$$

$$I_{Г,раб\ max} = 1,05 \cdot \frac{71,25}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 4,11 \text{ кА};$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{раб\ max(РУВН)} = \frac{S_{Г,ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т,ном}} = \frac{71,25}{\sqrt{3} \cdot 242} = 0,169 \text{ кА}; \quad (4.15)$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 220кВ:

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}}) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{282}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,224 \text{ кА} \quad (4.16)$$

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

$$I_{\text{раб.утж}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{282}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,336 \text{ кА.} \quad (4.17)$$

4.4.4 Выбор и проверка коммутационных аппаратов в РУ ВН

Для выбора электротехнического оборудования производится проверка на термическую стойкость. Расчетное значение сравнивается с параметром данным в каталоге. В таблице 4.11-4.15 представлены приборы для установки в цепях высшего напряжения.

Выбран ВЭБ-220 – баковый элегазовый выключатель, компании "Уралэлектротяжмаш". Выключатель имеет встроенный трансформатор тока ТВГ-220.

Таблица 4.11 – Параметры выключателя

Расчётные данные	Каталожные данные
	Выключатель ВЭБ-220
Uсетином = 220 кВ	Uном = 220кВ
Iрабмах= 0,169 кА	Iном = 3,15 кА
Iпо = 3,05 кА	Iном.откл = 50 кА
iу = 7,76 кА	Iдин = 125 кА
Вк = 0,372 кА ² ·с	$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 50^2 \cdot 3 = 7500$ кА ² · с

Таблица 4.12 – Параметры разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные
	Разъединитель РН 220
Uсетином = 220 кВ	Uном = 220кВ
Iрабмах= 0,169 кА	Iном = 2,0 кА
iу = 7,76 кА	Iдин = 80 кА
Вк = 0,372 кА ² ·с	$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977$ кА ² · с

Таблица 4.13 – Параметры трансформатора тока.

Условие выбора	Расчётная величина	Данные ТВГ-220 по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 245 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.мах}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб.мах}} = 169 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 200 \text{ А}$
$S_2 < S_{2\text{ном}}$	$S_2 = 0,2 \text{ ВА}$	$S_{2\text{ном}} = 5 \text{ ВА}$

Таблица 4.14 – Параметры трансформатора напряжения в цепи высшего напряжения 220 кВ

Параметры	Расчётные данные	Данные ЗНОГ-220 по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	220 кВ	220 кВ
$S_2 < S_{2\text{ном}}$	0,2 ВА	2500 ВА

Таблица 4.15 – 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 ОПНп-220/680/176 фирмы ЗАО «Полимер-аппарат».

4.4.5 Выбор и проверка коммутационных аппаратов генераторного напряжения

В таблице 4.16-4.19 представлены приборы для установки в цепях генераторного напряжения.

Выбран ВГГ-10 - генераторный элегазовый выключатель, компании "Электроаппарат". Проверка выключателя представлена в таблице 11. Выбран разъединитель РВПЗ-20/12500. Производитель ЗАО "Электрощит - Самара".

Таблица 4.16 – Параметры выключателя генераторного напряжения

Расчётные данные	Каталожные данные
	Выключатель ВГГ-10
$U_{\text{ген.ном}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 12 \text{ кВ}$
$I_{\text{рабmax}} = 4110 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 5000 \text{ А}$
$I_{\text{по}} = 47,90 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.откл}} = 63 \text{ кА}$
$i_y = 121,93 \text{ кА}$	$i_{\text{пред.скв.}} = 130 \text{ кА}$
$Вк = 367,11 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 4.17 – Параметры разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные
	Разъединитель РВПЗ-20/12500
$U_{\text{сетином}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{рабmax}} = 4110 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 12500 \text{ А}$
$i_y = 121,93 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 410 \text{ кА}$
$Вк = 350 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 160^2 \cdot 3 = 76800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбран трансформатор тока ТШВ 15. Производитель ОАО "АльянсЭнерго" [15]. Параметры трансформатора тока в таблице 4.18:

Таблица 4.18- Параметры трансформатора тока.

Условие выбора	Расчётная величина	Данные ТШВ 15 по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{г.ном}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 15 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.мах}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб.мах}} = 4110 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 6000 \text{ А}$
$S_2 < S_{2\text{ном}}$	$S_2 = 0,2 \text{ ВА}$	$S_{2\text{ном}} = 30 \text{ ВА}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОЛ-15. Производитель ОАО "АльянсЭнерго" [18]. Параметры трансформатора напряжения представлены в таблице 4.19:

Таблица 4.19 – Параметры трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ЗНОЛ- 15 по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	10,5 кВ	15 кВ
$S_2 < S_{2\text{ном}}$	0,2 ВА	10 ВА

В цепи 10,5 кВ устанавливаем ОПН-10/680/12 фирмы ЗАО «Полимер-аппарат».

5 Релейная защита и автоматика

5.1 Перечень защит основного оборудования

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

На главном генераторе СВ-660/135-32:

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

• Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора;

На силовом трансформаторе блока ТДЦ-80000/220/10,5:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности);
- Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 220 кВ;
- Резервная максимальная токовая защита;
- Защита от замыканий на землю на стороне 10,5 кВ трансформатора блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока;

На трансформаторе СН ГЭС:

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

На линиях электропередачи 220 кВ:

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

5.2 Описание защит и расчёт их уставок

5.2.1 Продольно дифференциальная защита генератора IΔG

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ($I_{CP} < 0,2 \cdot I_H$) 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: $I_{НОМ} = 3918 \text{ А}$.

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

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

$$I_{НБ(Н)} = K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_H = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_H = 0,05 \cdot I_H, \quad (5.1)$$

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

Уставка выбирается из условия:

$$I_{CP.0} \geq K_H \cdot I_{НБ(Н)} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_H = 0,1 \cdot I_H \quad (5.2)$$

где $K_H = 2$ - коэффициент надежности.

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

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot I_{\text{МАКС}}, \quad (5.3)$$

где $K_{\text{АП}} = 2$ – коэффициент апериодической составляющей;
 $f_i = 0,1$ - относительная погрешность трансформаторов тока;
 $K_{\text{ОДН}} = 0,5$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока (0,5-для однотипных ТТ, 1,0 для разных ТТ);

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

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E_G''}{x_d''} \cdot I_H = \frac{1,02}{0,19} \cdot 3918 = 21032 \text{ (А)}. \quad (5.4)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса равен по (5.3):

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 21032 = 2103 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

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

$$K_T > \frac{2103 \cdot 2}{47896},$$

$$K_T > 0,088,$$

где $K_H = 2$ – коэффициент надежности;
 I_T - ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора.

Принимаем уставку $K_T = 0,3$.

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

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

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

$$B \geq \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.7)$$

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

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

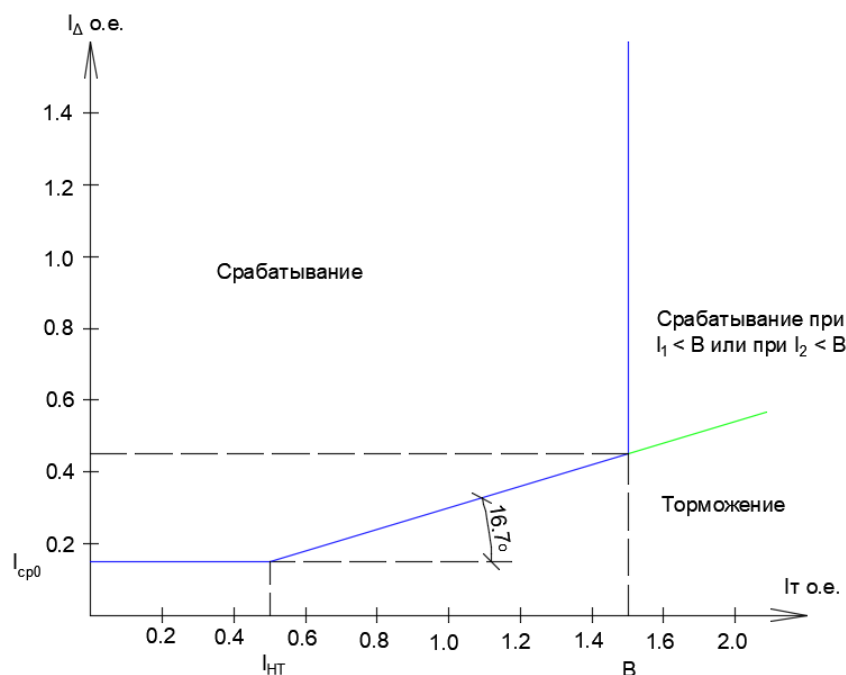


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

5.2.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

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

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

последовательности основной частоты обусловленного электростатической индукцией силового трансформатора блока ($U_{0 \text{эл.ст.}}$) при КЗ на землю на стороне ВН.

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

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

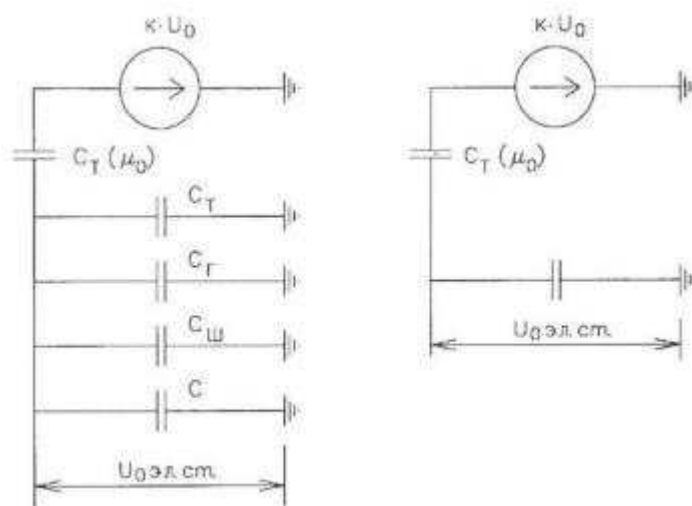


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

где $C_{Г}$ – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;
 $C_{Т}$ – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;
 $C_{Ш}$ – емкость шинпровода по отношению к земле;
 $C_{В-Т}$ – емкость генераторного выключателя со стороны трансформатора;
 $C_{В-Г}$ – емкость генераторного выключателя со стороны генератора.

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_{Т} + C_{Г} + C_{Ш} + C_{В-Т} + C_{В-Г} = 0,007 + 0,82 + 0,008 + 0,2 + 0,1 = 1,14 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}, \quad (5.8)$$

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

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

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

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,57 \text{ кВ}, \quad (5.10)$$

Суммарный емкостной ток сети 10,5 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{\text{Л}} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 1,73 \cdot 10,5 \cdot 314 \cdot 1,14 = 6,48 \text{ А}. \quad (5.11)$$

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

$$U_{0 \text{ Эл.ст.}} = 0,5 \cdot 46570 \cdot \frac{0,009}{0,009+1,14} = 183,15 \text{ В}. \quad (5.12)$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ Эл.ст.}}, \quad (5.13)$$

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 183,15}{\frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}}$$

$$U_{\text{СР}} \geq 4,77 \text{ В},$$

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

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

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

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

Принимаем следующие уставки: U_{01G} с уставкой 5 В действует с выдержкой времени 9,0 с действует на сигнал; U_{02G} с уставкой 10 В и выдержкой времени 0,5с действует на разгрузку агрегата; U_{0G} с уставкой равной 15 В и выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей ГГ и ВГ и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

2) Второй орган U_{03} реагирует на соотношение напряжение третьей гармоники 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 :

$$X = \frac{1}{K_T + 2}. \quad (5.14)$$

При $K_T = 1,2$ орган U_{03} работает селективно и защищает 31,25 % обмотки статора со стороны нейтрали.

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

5.2.3 Защита от повышения напряжения ($U1>$), ($U2>$)

1) Уставка защиты $U2>$ выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 10500}{10500/100} = 140 \text{ В}. \quad (5.15)$$

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

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

Уставка $U1>$ рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 10500}{10500/100} = 120 \text{ В}. \quad (5.16)$$

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

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

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

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

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

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (5.17)$$

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

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (5.18)$$

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

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

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

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

При этом:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{30}{600}} = 0,22. \quad (5.19)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,22}{1,2} = 0,19, \quad (5.20)$$

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

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,19 \cdot I_H, \quad (5.21)$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока, равного $I_{*2\text{ПУСК}} = 0,19$:

$$t_{\text{доп}} = \frac{30}{0,19^2} \approx 831 \text{ с}$$

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

$$t_{CP} = \frac{30}{(I_{*2})^2}, \quad (5.22)$$

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

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

Таблица 5.1 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности I_2/I_n	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность (с)	30	83	120	188	333	600

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

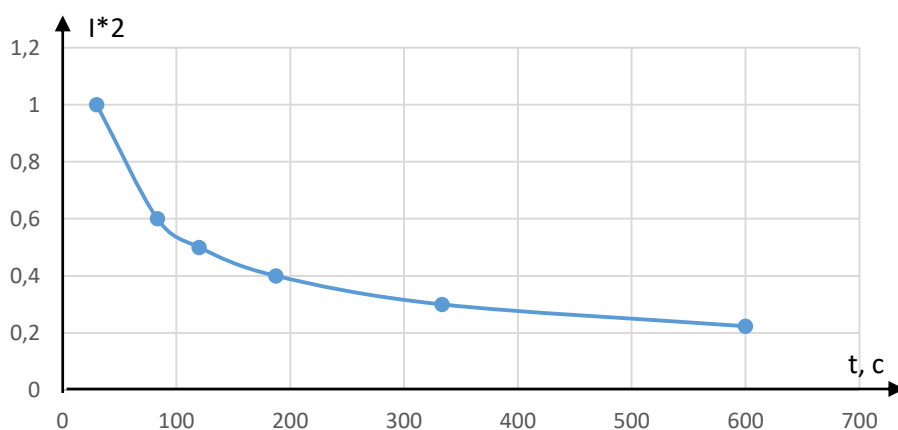


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем: $t_{мин.} = 20$ с, $t_{макс.} = 600$ 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» (Тохла) 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:

$$I_{2\text{с.з.}} \leq \frac{2 \cdot I_2^*}{K_{\text{ч}}} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} \cdot I_{\text{НОМ}} = \frac{2 \cdot 0,004}{1,3} \cdot \frac{242}{10,5} = 0,141 \cdot I_{\text{НОМ}} \quad (5.23)$$

$$I_2^* = \frac{E'}{2(X_{\text{T}}^* + X_{\text{Г}}^*)} = \frac{1}{2(0,11 + 113,3)} = 0,004 \text{ о. е.} \quad (5.24)$$

где $X_{\text{Г}}^*$ - сопротивление прямой и обратной последовательности генератора в относительных единицах;

X_{T}^* - сопротивление прямой и обратной последовательности трансформатора в относительных единицах;

$K_{\text{ч}} = 1,3$ – коэффициент чувствительности.

$$X_{\text{T}}^* = \frac{U_{\text{k}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{80}{80} = 0,11 \text{ о. е.} \quad (5.25)$$

$$X_{\text{Г}}^* = X_{\text{д}}'' \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \left(\frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}}\right)^2 = 0,19 \cdot \frac{80}{71,25} \cdot \left(\frac{242}{10,5}\right)^2 = 113,3 \text{ о. е.} \quad (5.26)$$

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

$$I_{2\text{с.з.}} \leq \frac{2 \cdot I_2^*}{K_{\text{ч}}} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} \cdot I_{\text{НОМ}} = \frac{2 \cdot 0,004}{1,3} \cdot \frac{242}{10,5} = 0,141 \cdot I_{\text{НОМ}} \quad (5.27)$$

$$I_2^* = \frac{E'}{2(X_T^* + X_G^* + X_L^*)} = \frac{1}{2(0,11 + 113,3 + 0,004)} = 0,004 \text{ о. е.} \quad (5.28)$$

где X_L^* - сопротивление прямой и обратной последовательности ЛЭП;

$$X_L^* = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{ВН}^2} = 0,435 \cdot 8 \cdot \frac{80}{220^2} = 0,004 \text{ о. е.} \quad (5.29)$$

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

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

5.2.5 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:

$$I_{\text{сигн}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H \quad (5.30)$$

где $K_H = 1,05$ – коэффициент надежности;
 $K_B = 0,98$ – коэффициент возврата.

Выдержка времени $t = 0,9$ с.

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

Уставка пускового органа:

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

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, для гидрогенератора до 100 МВт, приведенной в таблице 5.2:

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

Кратность перегрузки I/I_{H}	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки (с)	3800	1200	450	340	280	160	80	3

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

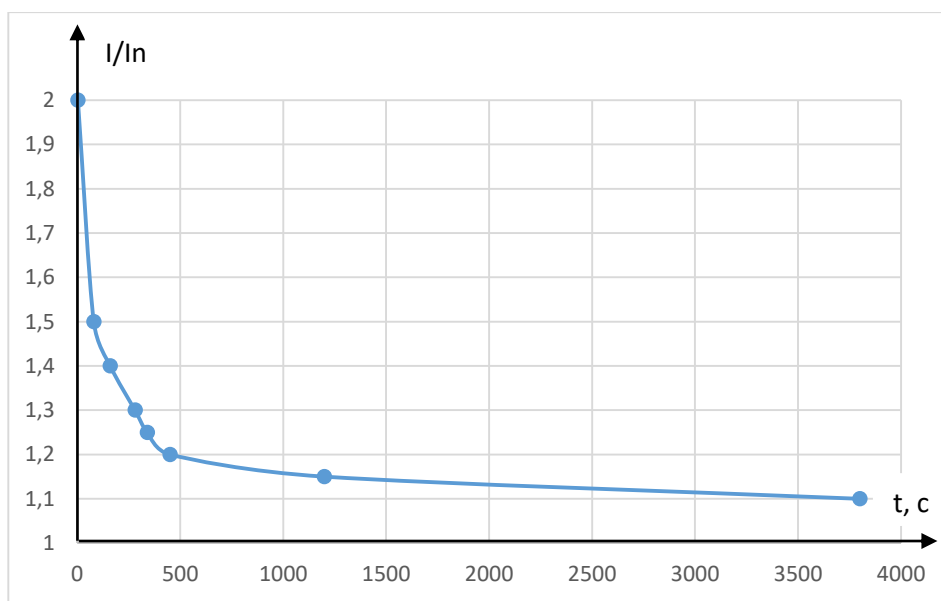


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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

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 вы полнена с пуском по минимальному напряжению. Напряжение срабатывания принято равным:

$$U_{\text{СП}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{НОМ}}}{K_{\text{В}} \cdot n_{\text{T}}} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 105,0} = 66 \text{ В.} \quad (5.33)$$

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

5.2.6 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 220 кВ ГЭС одного блока. Z_1 , приведенное к напряжению 220 кВ, может быть принято:

а) по согласованию с первой ступенью защит вл 220 кВ Абазинская ГЭС:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 66,55 + \frac{0,8}{4} \cdot 3,48 = 53,9 \text{ Ом}, \quad (5.34)$$

где K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

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

$Z'_{1Л}$ – сопротивление ЛЭП.

$$Z_T = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{U_{ВН}^2}{S_{НОМ}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{220^2}{80} = 66,55 \text{ Ом}. \quad (5.35)$$

$$Z'_{1Л} = X_{уд} \cdot l = 0,435 \cdot 8 = 3,48 \text{ Ом}. \quad (5.36)$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,11 \cdot \frac{71,25}{80} + \frac{0,8}{4} \cdot \frac{71,25}{220^2} \cdot 3,48 = 0,079 \text{ о. е.} \quad (5.37)$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,079 \cdot 1,547 = 0,122 \text{ Ом}, \quad (5.38)$$

где $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НГ}} = \frac{10,5^2}{71,25} = 1,547$.

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{1сз} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,122 \cdot \frac{3000}{\frac{5}{10,5}} = 0,697 \text{ Ом.} \quad (5.39)$$

Принимаем уставку $Z_1 = 0,7 \text{ Ом}$.

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:

$$Z_{НАГР} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot I_{НАГР}} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 3918} = 1,55 \text{ Ом,} \quad (5.40)$$

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

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

$$I_\Phi = \frac{\frac{2 \cdot I_{В.НОМ}}{I_{В.Х.Х.}} - 0,95}{x_d} = \frac{\frac{2 \cdot 930}{530} - 0,95}{1,04} = 2,46, \quad (5.41)$$

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

x_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{НАГР.Ф} = \frac{0,95 \cdot U_H}{I_\Phi} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,46} = 0,387 \text{ о. е.,} \quad (5.42)$$

$$\cos\varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos\varphi_{\text{H}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,8}{0,95 \cdot 2,46} = 0,342, \quad (5.43)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = 70^\circ$.
Сопrotивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{\text{СЗII}} = \frac{Z_{\text{НАГР.}\Phi}}{K_{\text{H}}} = \frac{0,387}{1,1} = 0,35 \text{ о. е.}, \quad (5.44)$$

$$Z_{\text{СЗII}} = Z_{\text{II о.е.}} \cdot Z_{\text{Б}} = 0,35 \cdot \frac{10,5^2}{71,25} = 0,54 \text{ Ом}. \quad (5.45)$$

Значение уставки реле составит:

$$Z_{\text{СЗII}} = \frac{Z_{\text{СЗII}} \cdot n_{\text{T}}}{n_{\text{H}}} = \frac{0,54 \cdot 3000/5}{10500/100} = 3,09 \text{ Ом}, \quad (5.46)$$

Принимаем уставку $Z_{\text{II}} = 3,09 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{\text{СМ1}} = 0,084 \text{ Ом}$, $Z_{\text{СМ2}} = 0,37 \text{ Ом}$.

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 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение генератора и гашение полей ГГ и ВГ.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

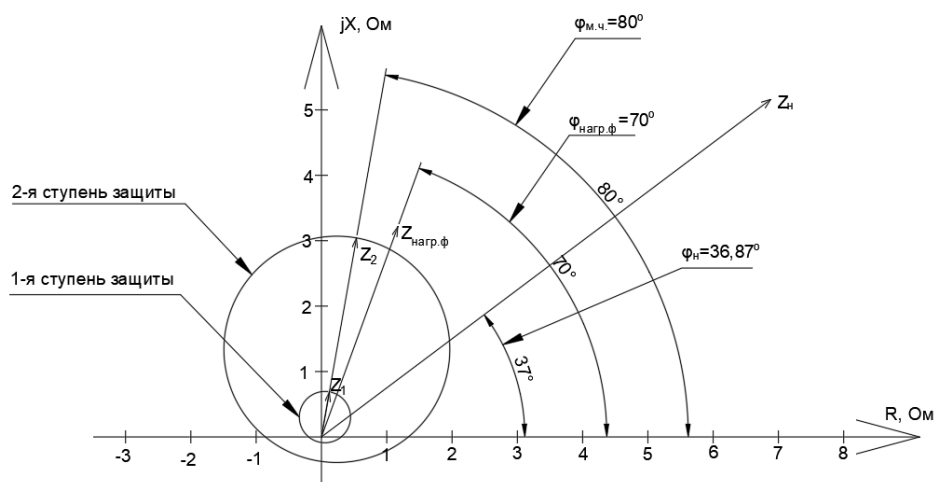


Рисунок 5.5 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.2.7 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:

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.Р}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{НОМ.Р} \quad (5.47)$$

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,2 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{НОМ.Р} \quad (5.48)$$

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме, и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей ГГ и ВГ. Перегрузочная способность обмотки ротора представлена в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки I/I_H	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки (с)	длительно	250	180	160	120	90	72	45

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

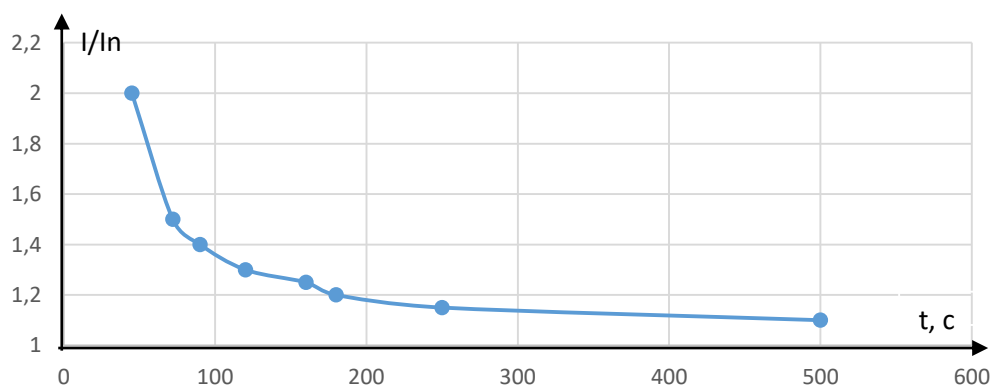


Рисунок 5.6 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{2,15 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,19 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} \quad (5.49)$$

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

5.2.8 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 ЭКРА-300.

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

Таблица уставок и матрица отключений защит представлена в приложении В, таблица В.1, В.2.

6 Компонировка сооружения гидроузла

6.1 Проектирование водосливной плотины

Процесс проектирования включает конструктивные проработки в сочетании с гидравлическими, фильтрационными и статическими расчётами.

На начальном этапе проектирования, выбрав тип плотины, определяют положение гребня плотин и ширину водосливногo фронта. На последующих стадиях конструируют профиль водослива, проектируют устройства нижнего бьефа; конструируют подземную часть плотины, её быки и устои, выбирают типовое или проектируют индивидуальное гидромеханическое оборудование.

6.1.1 Определение отметки гребня плотины

Для грунтовой плотины отметку гребня находят по формуле:

$$\Delta ГГП = \Delta НПУ + h_s \quad (6.1)$$

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

где $a = 0,8$ м (конструктивный запас), так как проектируемое ГТС относится к 1 классу;

$h_{run1\%}$ – высота наката волн;

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

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

Высота ветрового нагона рассчитывается по формуле:

$$\Delta h_{set} = k_w \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cos \alpha = 1,2 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{10^2 \cdot 1100}{9,81 \cdot 26} \cdot \cos 0 = 0,000517 \text{ м} \quad (6.3)$$

где k_w – коэффициент, принимаемый по СНиП, при $V_w = 10$ м/с, $k_w = 1,2 \cdot 10^{-6}$

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

L – длина разгона волны, м;

α – угол между продольной осью водохранилища и направлением ветра ($\alpha = 0$);

d – условная расчетная глубина воды в водохранилище:

$$d = \frac{Z_{нпу} - Z_{дно}}{2} = \frac{516 - 464}{2} = 26 \quad (6.4)$$

Значение высоты ветрового нагона Δh_{set} мало, поэтому им пренебрегаем в последующих расчётах.

$$h_{run1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%} \quad (6.5)$$

Определяем высоту волны 1 % обеспеченности:

Вычисляем безразмерные комплексы $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$,

где t – период развития волн на водохранилище ($t = 6 \text{ ч} = 21600 \text{ с}$),

L – длина разгона волны (1100м),

V_w – расчетная скорость ветра на высоте 10м над уровнем воды ($V_w = 10 \text{ м/с}$).

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 1100}{10^2} = 107,91, \quad (6.6)$$

$$\frac{gt}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{10^2} = 21190. \quad (6.7)$$

Из графика [35] по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны с глубиной $d > 0,5\bar{\lambda}_d$, где дно не влияет на основные характеристики волн) по значениям $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$ определим параметры $\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{V_w}$. Эти параметры представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Величины для определения периода волны

$\frac{gL}{V_w^2} = 107,91$		$\frac{gt}{V_w} = 21190$	
$\frac{g\bar{T}}{V_w} = 1,7$	$\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,02$	$\frac{g\bar{T}}{V_w} = 4,6$	$\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,1$

Затем, используя меньшие полученные значения, вычисляем средний период волны \bar{T} (с) и среднюю высоту волны \bar{h} (м).
Наименьше значения:

$$\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,02, \quad \text{отсюда находим } \bar{h} = 0,204 \text{ м.}$$

$$\frac{g\bar{T}}{V_w} = 1,7, \quad \text{отсюда находим } \bar{T} = 1,73 \text{ с.}$$

Вычисляем среднюю длину волны:

$$\lambda_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 1,73^2}{2 \cdot 3,14} = 4,69 \text{ м} \quad (6.8)$$

Проверяем условие $d > 0,5\bar{\lambda}_d$:

$$d = 26 \text{ м};$$

$$0,5 \cdot \lambda_d = 2,3 \text{ м}.$$

Условие $d > 0,5\bar{\lambda}_d$ выполняется, т.е. зона глубоководная.

Определяем высоту волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 0,204 \cdot 2,1 = 0,43 \text{ м} \quad (6.9)$$

где K_i – коэффициент, определяемый по графику [34] в зависимости от значения $\frac{gL}{V_w^2}$ (для глубоководной зоны).

K_r и k_p – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, при гравийно – галечниковом покрытии, $K_r = 1$, $k_p = 0,9$;

$k_{sp} = 1,1$ принимаем для грунтовой гравийно-галечниковой плотины с заложением откосов 1,5, при скорости ветра 10 м/с;

$k_{run} = 2,3$ принимается по графикам в зависимости от пологости волны $\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{1\%}} = 10,96$ на глубокой воде, при заложении откоса $m = 0,75$.

Определяем высоту наката волн:

$$h_{run1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,1 \cdot 2,3 \cdot 0,43 = 0,97 \text{ м}.$$

Не учитывая Δh_{set} , рассчитываем превышение гребня грунтовой плотины над расчётным уровнем:

$$h_s = h_{run1\%} + a = 0,97 + 0,8 = 1,77 \text{ м}.$$

Рассчитываем отметку гребня грунтовой плотины:

$$\Delta ГГП = \Delta НПУ + h_s = 516 + 1,77 = 517,77 \text{ м}.$$

6.2 Гидравлические расчёты

В результате гидравлического расчёта будут установлены:

- ширина водосливного фронта, число и размеры водосливных отверстий;
- отметка гребня водослива;
- форма водосливной грани;
- форма сопряжения бьефов;
- размеры гасителей энергии воды в нижнем бьефе.

6.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов, должно быть не более 3, т.к. $(n - 1)$ при числе гидроагрегатов ГЭС $n < 6$;

$$Q_p = Q_{\max.осн} - Q_{ГЭС} = 1750 - 420 = 1330 (\text{м}^3 / \text{с}) \quad (6.10)$$

где $Q_{\max.осн} = 1750 \text{ м}^3/\text{с}$ исходя из графика среднемаксимальных расходов при 0,1%, так как класс плотины является первым.

$$Q_{ГЭС} = (n - 1) \cdot Q_{ГА} = (4 - 1) \cdot 140 = 420 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.11)$$

$$B = \frac{Q_p}{q_s} = 1330 / 98,87 = 13,45 \text{ м} \quad (6.12)$$

где q_s – удельный расход на водосливе, равный:

$$q_s = 1,25q_p = 1,25 \times 79,10 = 98,87 (\text{м}^2 / \text{с}) \quad (6.13)$$

где q_p – удельный расход на рисберме.

$$q_p = [v_h] \cdot h_{НБ} = 13 \times 6,08 = 79,10 \quad (6.14)$$

где $h_{НБ} = 6,08 \text{ м}$ – определена по кривой связи нижнего бьефа при $Q_{\max.осн}$, $v_h = 13 \text{ м}/\text{с}$ так как основание дна – скальное, то удельный расход на рисберме должна составлять 70-150 м.

Исходя из $B = b \cdot n$, и стандартизированных значений принимаем:

$b = 8 \text{ м}$ – стандартная ширина пролёта,

$n = 2$,

$B = 16 \text{ м}$.

6.2.2 Определение отметки гребня водослива

Рассчитываем криволинейный без вакуумный водослив практического профиля.

По основной формуле расхода для водосливов всех типов методом последовательных приближений определяют напор на гребне водослива, сначала без учета сжатия и подтопления – H_{01} , а затем с учетом сжатия и подтопления – H_{02} .

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{1330}{0,49 \times 16\sqrt{2} \times 9,81} \right)^{2/3} = 11,36 \text{ м}, \quad (6.15)$$

где $m = 0,49$.

$$H_{02} = \left(\frac{Q_p}{m\varepsilon\sigma_n B\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{1330}{0,49 \times 0,76 \times 1 \times 16\sqrt{2} \times 9,81} \right)^{2/3} = 13,66 \text{ м}. \quad (6.16)$$

где $\sigma_n = 1$,

ε – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определяют по формуле:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi + (n-1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (2-1)0,45}{2} \cdot \frac{11,36}{8} = 0,76 \quad (6.17)$$

где b – ширина пролета;

n – число пролётов;

$\xi = 0,7$,

$\xi_0 = 0,45$.

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2 \cdot g} = 13,66 - \frac{1,1 \cdot 1,38^2}{2 \cdot 9,81} = 13,55 \text{ м} \quad (6.18)$$

где α – коэффициент Кориолиса, равный 1,1.

$$V_0 = \frac{Q_p}{(\sqrt{H_{02}} - \sqrt{H_{01}}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_0)} = \frac{1330}{(516 - 464) \cdot (16 + (2-1) \cdot 3)} = 1,38 \text{ м/с}. \quad (6.19)$$

где δ_0 – толщина быка, определяется по Березинскому в зависимости от ширины пролёта, при $b \leq 10$ м, $\delta_0 = (0,20 \div 0,25)b$. Также требуется учесть,

что бык разрезной, у разрезных быков с деформационным швом толщина увеличивается на $(0,5 \div 2)$ м.

$$\delta_{\sigma} = 0,25 \cdot 8 + 1 = 3 \text{ м.}$$

$$\nabla_{ГВ} = \nabla_{НПУ} - H_{cm} = 516 - 14 = 502 \text{ м.} \quad (6.20)$$

где $H_{cm} = 14$ м, ближайший к H в соответствии с техническим регламентом

6.2.3 Проверка на пропуск поверочного расчёта

Проверяется достаточность водопропускной способности водосливной плотины. Определяется расход поверочного случая, сбрасываемый через водосливную плотину при НПУ с учётом работы всех сооружений гидроузла:

$$\nabla_{ФПУ} = 517 \text{ м.}$$

Определяется напор над гребнем водослива при пропуске расхода поверочного расчетного случая:

$$H_{01\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{р.пов}}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{1080}{0,49 \cdot 16\sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,89 \text{ м,} \quad (6.21)$$

$$Q_{\text{р.пов}} = Q_{\text{max.пов}} - n \cdot Q_{\text{агр}} - Q_c = 1973 - 4 \cdot 140 - 333 = 1080 \text{ м}^3/\text{с.}$$

где $Q_{\text{агр}}$ – расход воды, проходящий через агрегат при расчётной мощности здания ГЭС;

$Q_{\text{max.пов}} = 1973 \text{ м}^3/\text{с}$ исходя из графика среднемаксимальных расходов при 0,01%, так как класс плотины является первым.

$$m = 0,49;$$

Q_c – расход, сбрасываемый через резервный глубинный водосброс

$$Q_c = 333 \text{ м}^3/\text{с};$$

B – сумма всех пролетов.

$$H_{02\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{р.пов}}}{m\varepsilon\sigma_n B\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{1080}{0,49 \cdot 0,76 \cdot 1 \cdot 16\sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 11,87 \text{ м.} \quad (6.22)$$

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

$$H_{\text{пов}} = H_{02\text{пов}} - \frac{\alpha V_{0\text{пов}}^2}{2g} = 11,87 - \frac{1,1 \cdot 1,09}{2 \cdot 9,81} = 11,81 \text{ м.} \quad (6.23)$$

$$V_{0\text{пов}} = \frac{Q_{\text{р.пов}}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ДНА}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_6)} = \frac{1080}{(516 - 464) \cdot (16 + (2-1) \cdot 3)} = 1,09 \text{ м/с.} \quad (6.24)$$

Определяется расчетная отметка форсированного уровня:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 502 + 11,81 = 513,81 \text{ м.} \quad (6.25)$$

Расчетная отметка форсированного уровня меньше заданной, следовательно, при проектировании станции требуется учитывать наибольший вариант, заданную отметку ФПУ = 517 м.

6.2.4 Построение профиля водосливной грани

По координатам профиля Кригера – Офицерова, умноженным на $H_{\text{ст}}$, строится профиль водосливного оголовка. Координаты представлены в таблице 6.2. Построение приведено на рисунке 6.1.

$$\nabla\text{ГБ} = \nabla\text{ГВ} + 1,6H_{\text{ст}} = 502 + 1,6 \times 14 = 524,4 \text{ м} \quad (6.26)$$

Так как $\nabla\text{ГБ} > \nabla\text{ГГП}$ ($524,40 > 517,77$), то за проектную отметку гребня плотины принимается $\nabla\text{ГБ} = 524,4$ м.

Таблица 6.2 - Координаты для построения оголовка безвакуумного водослива с оголовком профиля типа А для напора $H_{\text{ст}}=14$ м.

x	y	x	y	x	y	x	y
0	1,764	14	3,584	28	17,29	42	39,536
1,4	0,504	15,4	4,494	29,4	19,166	43,4	42,182
2,8	0,098	16,8	5,516	30,8	21,112	44,8	44,898
4,2	0	18,2	6,65	32,2	23,142	46,2	47,67
5,6	0,084	19,6	7,896	33,6	25,2	47,6	50,526
7	0,378	21	9,254	35	27,44	49	53,452
8,4	0,84	22,4	10,696	36,4	29,708	50,4	56,434
9,8	1,4	23,8	12,222	37,8	32,046	51,8	59,486
11,2	2,044	25,2	13,818	39,2	34,468	53,2	62,594
12,6	2,772	26,6	15,512	40,6	36,96	54,6	65,772

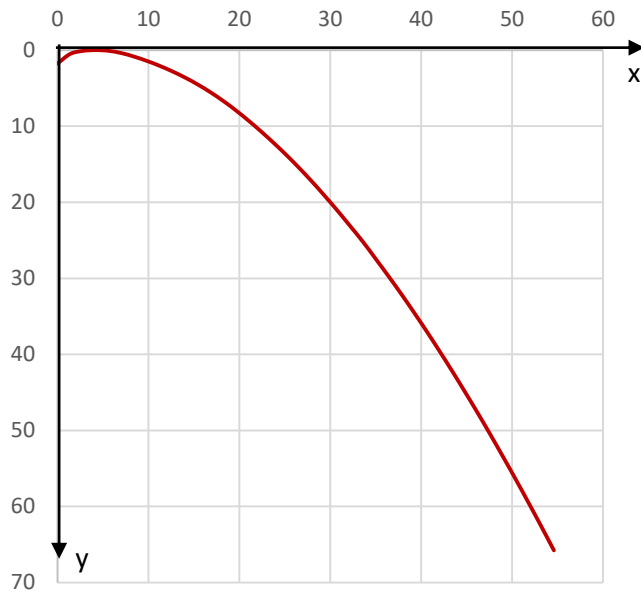


Рисунок 6.1 - Оголовок водосливной плотины

6.2.5 Расчёт резервного, глубинного водосброса

Расход через глубинный водосброс должен обеспечивать:

- 1) Опорожнение водохранилища до УМО;
- 2) Обеспечивать воду в нижний бьеф на водохозяйственный комплекс, $Q_{\text{вхк}} = 120 \text{ м}^3/\text{с}$.

$$Q = \frac{V_{\text{полезн}}}{t} = \frac{3,05 \cdot 10^9}{60 \cdot 60 \cdot 24 \cdot 30 \cdot 4} = 333 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.27)$$

где $V_{\text{полезн}}$ – полезный объём водохранилища;
 t – время сработки водохранилища (4 месяца).

Принимаем расход, который должен пропустить глубинный водослив равный $Q_{\text{глуб}} = 333 \text{ м}^3/\text{с}$.

Далее определяемся с положением выходного отверстия (затопленное/незатопленное).

Исходя из кривой связи зимнего периода указывается отметка НБ при $Q_{\text{глуб}}$:

$$\nabla Q_{\text{глуб}} = 465,57 \text{ м.}$$

Также требуется учесть отметку потолка цементационной галереи, она составляет: 468,00 м.

Исходя из конструктива станции можно сделать вывод, что невозможно вписать в проектируемую плотину затопленное выходное отверстие глубинного водосброса.

Проектируем незатопленное глубинное отверстие;

Задаёмся напором над центром выходного отверстия равным:

$H_{\text{во}}=40\text{м.}$

При высоте отверстия h 2 м определим площадь выходного сечения:

$$\omega = \frac{Q_{\text{глуб}}}{\mu\sqrt{2gH_{\text{во}}}} = \frac{333}{0,81\sqrt{2\cdot 9,81\cdot 44}} = 14\text{м}^2. \quad (6.28)$$

где μ – коэффициент расхода, принимаем 0,81.

Ширина отверстия:

$$b = \frac{\omega}{h} = \frac{14}{2} = 7\text{м}; \quad (6.29)$$

Исходя из (6.29) принимаем 2 отверстия глубинного водосброса с размерами 3,5 x 2 м.

Схема глубинного водосброса представлена на рисунке 6.2.

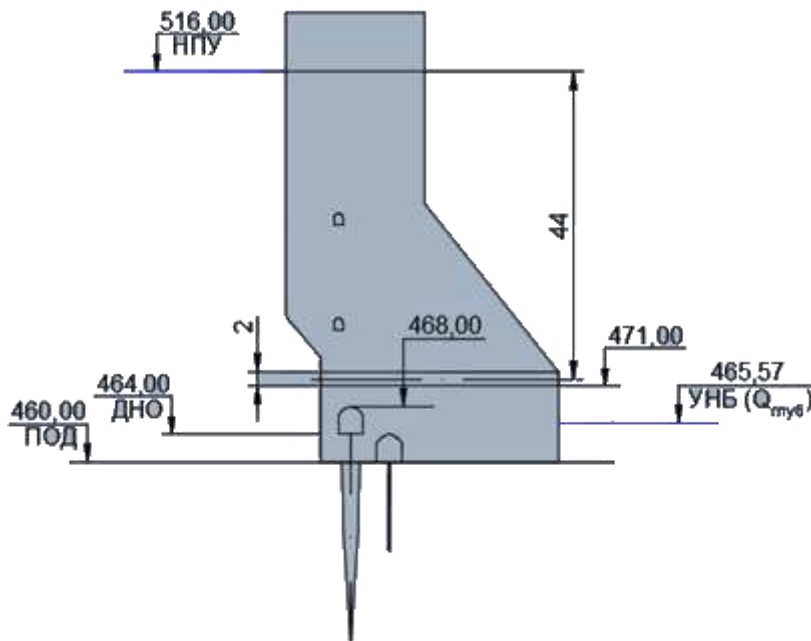


Рисунок 6.2 - Расчётная схема глубинного водосброса

6.2.6 Сопряжение потока в нижнем бьефе за основным водосливом

$$h_{\text{кр}} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_{\text{р}}^2}{g \cdot (B + \sum \delta_{\text{с}})^2}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 857^2}{(16 + (2-1) \cdot 3)^2 \cdot 9,81}} = 6,11 \text{ м} \quad (6.30)$$

где α – коэффициент Кориолиса, принять равным 1,1.

Вычисляют полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}} = 516 - 464 = 52 \text{ м.} \quad (6.31)$$

Вычисляют отношение:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{52}{6,11} = 8,51 \text{ м}, \quad (6.32)$$

Определяют значение коэффициента скорости φ в зависимости от длины сливной грани, $\varphi = 0,9$. По графику М.Д. Чертоусова зависимости от коэффициента скорости φ и ξ_{T_0} определяют ξ_c и ξ_c'' .

$$\xi_c = 0,33, \quad \xi_c'' = 2,37.$$

Вычисляют сопряженные глубины:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,33 \cdot 6,11 = 2,02 \text{ м}, \quad (6.33)$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{кр} = 3,5 \cdot 6,11 = 14,48 \text{ м}, \quad (6.34)$$

Исходя из рассчитанных данных $h_c'' > h_{НБ}$ ($14,48 > 6,08$) – сопряжение по типу отогнанного прыжка. Это значит, что без гасителя энергии эксплуатация ГЭС не допустима.

6.2.7 Выбор гасителя энергии

Исходя из СП 40.13330.2012 Плотины бетонные и железобетонные, схемой сопряжения бьефов будет являться отброс струи носком-трамплином. Потому что, высота плотины свыше 40м.

$$\frac{l_{ch}}{h} > 3; \quad (6.35)$$

где $l_{ch} = 598\text{м}$ – ширина ущелья по хорде на уровне гребня плотины,
 $h = 64,4\text{м}$ – высота сооружения.

6.2.8 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи

Схема профиля гасителя энергии носок-трамплин представлена на рисунке 6.3.

$$L = k_a Z_1 \varphi^2 \sin 2\alpha \left(\sqrt{1 + \left(\frac{z_0}{z_1} - 1 \right) \frac{1}{\varphi^2 \sin^2 \alpha}} + 1 \right) \quad (6.36)$$

$$= 1 \times 43,23 \times 0,9^2 \sin 2(35) \left(\sqrt{1 + \left(\frac{45,92}{43,23} - 1 \right) \frac{1}{0,9^2 \sin^2 35}} + 1 \right) = 69,47 \text{ м}$$

где k_a – коэффициент аэрации потока;
 $\alpha = 35^\circ$ – угол схода струи с трамплина;
 φ – коэффициент скорости потока.

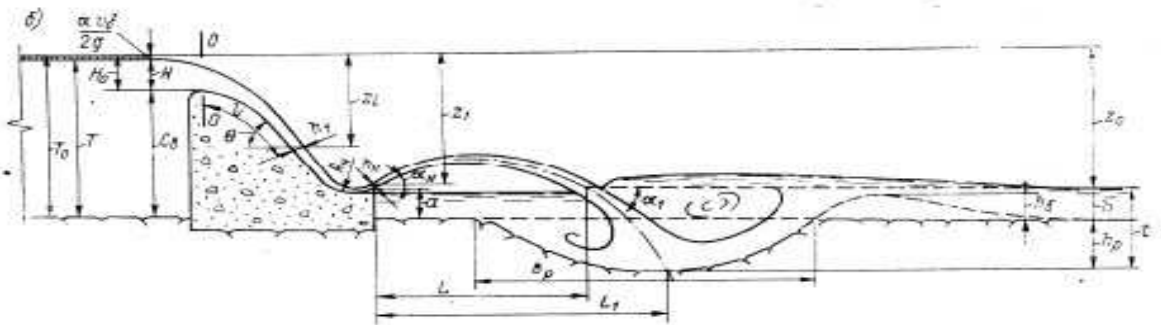


Рисунок 6.3 - Схема к расчёту отброса струи

$$Z_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}} = 516 - 470,08 = 45,92 \text{ м}; \quad (6.37)$$

где $\nabla_{\text{НБ}}$ определяется из кривой связи нижнего бьефа при расходе 0,1 % обеспеченности.

$$Z_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{носка}} = 516 - 472,77 = 43,23 \text{ м}; \quad (6.38)$$

$$\nabla_{\text{носка}} = \nabla_{\text{НБ}_{\text{max}}} + 2 = 470,77 + 2 = 472,77 \text{ м}. \quad (6.39)$$

где $\nabla_{\text{НБ}_{\text{max}}}$ - отметка нижнего бьефа при расходе 0,01% обеспеченности.

Коэффициент аэрации k_a можно определить, зная число Фруда:

$$Fr = \frac{v_n^2}{g \cdot h_n} = \frac{26,21^2}{9,81 \cdot 2,67} = 26,23 \quad (6.40)$$

где v_n – скорость потока на носке;
 h_n – высота потока воды на носке.

Исходя из $Fr = 26,23$, примем, что $k_a=1$.

$$v_n = \varphi \sqrt{2gZ_1} = 0,9 \sqrt{2 \times 9,81 \times 43,23} = 26,21 \text{ м/с} \quad (6.41)$$

$$h_n = \frac{q}{v_n} = \frac{70}{26,21} = 2,67 \text{ м}. \quad (6.42)$$

где q – уточнённое значение удельного расхода на водосливе:

$$q = \frac{Q_p}{B + \delta_o} = \frac{1330}{16+3} = 70 \text{ м}^2/\text{с} \quad (6.43)$$

Безопасное расстояние отлёта струи для плотины на основании из прочной скалы составляет $L > 0,4Z_0$, условие выполняется.

$$69,47\text{ м} > 0,4 \cdot 45,92\text{ м}.$$

Глубину ямы размыва можно вычислить по следующей формуле:

$$h_{\text{раз}} = t - h_{\text{нб}} = 24,02 - 6,08 = 17,93 \text{ м}. \quad (6.44)$$

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

$$\begin{aligned} t &= (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{F_r}) \cdot \sqrt{F_r} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{нб}}}{d}} \cdot h_{\text{н}} = \\ &= (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{26,23}) \cdot \sqrt{26,23} \cdot \sqrt[4]{\frac{6,08}{d}} \cdot 2,67 = 24,02. \end{aligned} \quad (6.45)$$

где d – средняя крупность отдельностей в скале, в предварительных расчётах можно принимать равной 1 м.

Расстояние от плотины до центра ямы размыва определяют по формуле:

$$L_1 = L + \frac{t}{\text{tg } \alpha_1} = 69,47 + \frac{24,02}{0,807} = 99,23\text{ м}. \quad (6.46)$$

где α – угол входа струи в воду

$$\begin{aligned} \text{tg } \alpha_1 &= \sqrt{\text{tg}^2 \alpha + \frac{2g(0,5 \cdot h_{\text{н}} \cdot \cos \alpha + a - h_{\text{нб}})}{V_{\text{н}}^2 \cdot \cos^2 \alpha}} = \\ &= \text{tg } \alpha_1 \sqrt{\text{tg}^2 35 + \frac{2 \cdot 9,81(0,5 \cdot 2,67 \cdot \cos 35 + 8,77 - 6,08)}{26,21^2 \cdot \cos^2 35}} = 0,807. \end{aligned} \quad (6.47)$$

где a – высота уступа над дном:

$$a = \nabla_{\text{носки}} - \nabla_{\text{дно}} = 472,77 - 464 = 8,77 \text{ м}. \quad (6.48)$$

Длина горизонтального участка ямы размыва вдоль течения на уравнение размыва равно:

$$b_p = 2,5 \cdot h_{\text{кр}} + 3,7 \cdot h_{\text{раз}} = 2,5 \cdot 6,11 + 3,7 \cdot 17,93 = 81,63 \text{ м}. \quad (6.49)$$

Длина горизонтального участка ямы размыва – примерно равна $2,5h_{\text{кр}}$, где $h_{\text{кр}}$ – критическая глубина потока.

6.3 Конструирование плотины

6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

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

Этот профиль должен удовлетворять двум условиям: отсутствию растягивающих напряжений в плотине и устойчивости ее против сдвига по основанию. Гравитационная плотина на скальном основании конструируется, как правило, с вертикальной напорной гранью и без фундаментной плиты. Оптимальный профиль плотины – прямоугольный треугольник с вершиной на отметке НПУ. Заложение низовой грани, с учётом корректировки при оценке устойчивости, принимается $m = 0,75$.

Далее определяется ширина подошвы плотины:

$$B_n = m \cdot h = 0,75 \cdot 56 = 42 \text{ м.} \quad (6.50)$$

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 516 - 460 = 56 \text{ м.} \quad (6.51)$$

$$\nabla_{\text{ПОД}} = \nabla_{\text{ДНО}} - 3 - 1 = 464 - 3 - 1 = 460 \text{ м.} \quad (6.52)$$

где 3м – толщина слоя грунта с низкой несущей способностью, удаляемого при подготовке основания

1м – толщина слоя скального основания.

6.3.2 Разрезка бетонной плотины швами

Так как плотина стоит на скальном основании, то в ней устраиваются шов, обеспечивающий свободное развитие температурных и усадочных деформаций.

Размер бетонной секции:

$$l = (b + \delta_B) = 8 + 3 = 11 \text{ м.} \quad (6.53)$$

Принимаем ширину температурного шва по контуру 1см. , внутри тела плотины $0,3\text{ см.}$

6.3.3 Быки

Размеры быков водосбросной плотины следует назначены в зависимости от типа и конструкции затворов, размеров водосбросных отверстий, эксплуатационных и аварийных выходов из продольных галерей, а также размеров и конструкции мостовых пролетных строений. Оголовок быка выполняется полукруглым.

Профиль сечения быка представлен на рисунке 6.4.

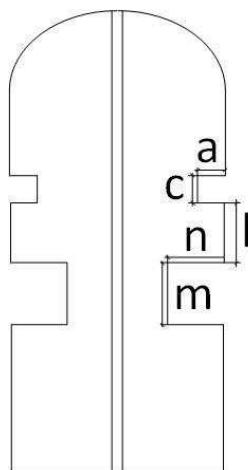


Рисунок 6.4 – Размеры быка

Толщина разрезного быка $\delta_B = 3$ м. Пазы для плоского аварийно-ремонтного затвора принимаем шириной $a = c = 0,5$ м.

Пазы для рабочего затвора принимаем $m = 1,1$ м из условий:

$$m = \left(\frac{1}{7} \div \frac{1}{10}\right) \cdot b = \left(\frac{1}{7} \div \frac{1}{10}\right) \cdot 8 = (0,8 \div 1,14)\text{м}. \quad (6.54)$$

Принимаем $n = 0,55$ м, из условий $n = \frac{m}{2}$;

При этом толщину пазового перешейка быка во всех случаях необходимо назначать не менее $d_0 \geq 1,3$ м.

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

Ширина плотины по гребню включает в себя ширину пешеходной дорожки, автодорогу и место для движения крана. На гребне проектируем дорожку для людей общей шириной – 3 м, проезжую часть шириной – 6 м и место под кран – 11 м. Общая ширина сооружения по гребню 20 м. Ширина плотины по гребню может измениться при расчётах сооружения на прочность и устойчивость, но не может быть меньше заданной величины.

6.3.4 Устой

Между стационарной частью плотины и центральной бетонной глухой частью плотины устроен разделительный устой, для разделения секций. Между основной и резервной водосбросной плотиной также устроен устой, для разделения потока. Устой устроен также между правобережной глухой грунтовой плотины и резервной водосбросной частью плотины.

6.3.5 Основные размеры цементационной завесы

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

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_3 = \frac{\Delta H_3 \cdot \gamma_n}{J_{кр}}; \quad (6.55)$$

где ΔH_3 – потери напора на завесе, определяются из фильтрационного расчёта:

$H_d, H_{ас}$ – определяются в пункте 6.4.4,

$J_{кр}$ – критический градиент напора на завесе принимаем $J_{кр} = 15$.

γ_n – коэффициент надёжности по ответственности сооружения для I класса
 $\gamma_n = 1,25$;

$$\Delta H_3 = H_d - H_{ас} = 51,43 - 20,57 = 30,86 \text{ м}, \quad (6.56)$$

$$\delta_3 = \frac{30,86 \cdot 1,25}{15} = 2,57 \text{ м} \quad (6.57)$$

Заглубление завесы относительно подошвы сооружения:

$$h_{зав} = 0,5 \cdot (\text{НПУ} - \text{НБ}_{min}) = 0,5 \cdot (516 - 464,57) = 25,71 \text{ м}; \quad (6.58)$$

Расстояние от напорной грани до оси завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,10) \cdot B_n; \quad (6.59)$$

$$l_1 = 0,1 \cdot 42 = 4,2 \text{ м}.$$

Расстояние между цементационными скважинами принимается 3 м.

6.3.6 Основные размеры дренажа в основании плотины

Для отвода профильтровавшейся воды, снятия фильтрационного давления на сооружение, предотвращения разрушения и образования трещин в скальном основании под подошвой сооружения устраиваем дренаж.

Заглубление дренажа относительно подошвы сооружения:

$$h_{др} = (0,5 \div 0,7) \cdot h_{зав}, \quad (6.60)$$

$$h_{др} = 0,5 \cdot 25,71 = 12,86.$$

Расстояние от завесы до дренажа принимаем: $l_2 = 5,5$ м.

6.3.7 Дренаж в теле плотины

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

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа:

$$a_{\text{дренажа}} > \frac{H_d \cdot \gamma_n}{J_{\text{кр}}} = \frac{56 \cdot 1,25}{25} = 2,8 \text{ м.} \quad (6.61)$$

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

γ_n - коэффициент надежности по ответственности сооружения;

H_d - напор над расчетным сечением $H_d = 56$;

6.3.8 Галереи в теле плотины

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи. Смотровые галереи размером 1,25 x 2 м расположены по высоте через каждые 15 м. Одна из продольных галерей спроектирована выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотины.

Предусмотрены две буровые галереи, находящиеся у подошвы плотины.

Размеры цементационной галереи и для дренажа принимаем с учетом работающей техники 3,5 x 4 м, для обеспечения провоза оборудования при работах.

6.4 Определение основных нагрузок на платину

Согласно СНиП, характеристики фильтрационного потока для плотин IV класса и при предварительных расчетах плотин I – III классов допускается определять приближенными методами.

Все расчёты ведутся относительно отметок:

Для верховой грани используется $\nabla_{\text{НПУ}} = 516$ м.

Для низовой - $\nabla_{\text{УНБ}_{\text{мин}}}$ – отметка при расходе ВХК.

6.4.1 Вес сооружения

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

$$S_{\text{пл}} = 1125 \text{ м}^2 .$$

Вес 1п.м. водосливной части плотины:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{1125 \cdot 8 \cdot 9,81 \cdot 2400}{8 + 3} = 19263,27 \text{ кН/м}, \quad (6.62)$$

где $S_{\text{пл}}$ - площадь поперечного сечения плотины;
 b - ширина пролета;
 $\delta_{\text{б}}$ - толщина быка;
 $\rho_{\text{б}}$ - плотность бетона.

Вес быка:

$$S_{\text{б}} = 1635 \text{ м}^2.$$

$$G_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}} \cdot \delta_{\text{б}} \cdot \rho_{\text{б}} \cdot g}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{1946 \cdot 3 \cdot 2400 \cdot 9,81}{8 + 3} = 10498,48 \text{ кН/м}; \quad (6.63)$$

Вес плоского затвора определяется по формуле А.Р.Березинского:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g \quad (6.64)$$

где f - площадь затвора:

$$f = (\nabla \text{ФПУ} - \nabla \text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (517 - 502 + 0,5) \cdot 8 = 124 \text{ м}^2 \quad (6.65)$$

$$Q_3 = 0,055 \cdot 124 \sqrt{124} \cdot 9,81 = 745,01 \text{ кН}.$$

Вес затвора приводится к 1 п.м:

$$q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{745,01}{8 + 3} = 67,73 \text{ кН/м}. \quad (6.66)$$

6.4.2 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды с верхнего бьефа:

$$T_{\text{в}} = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 56^2}{2} = 15382,08 \text{ кН/м}, \quad (6.67)$$

$$h_1 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 516 - 393 = 56 \text{ м}; \quad (6.68)$$

С нижнего бьефа:

$$T_{\text{н}} = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 4,57^2}{2} = 102,59 \text{ кН/м}, \quad (6.69)$$

$$h_2 = \nabla \text{УНБ}_{\text{min}} - \nabla \text{ПОД} = 464,57 - 460 = 4,57 \text{ м}. \quad (6.70)$$

6.4.3 Равнодействующая взвешивающего давления

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

Сила взвешивающего давления для основного случая:

$$W_{\text{взв}} = \rho_w \cdot g \cdot B_{\text{п}} \cdot (\nabla_{\text{НБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{подошвы}}) = 1000 \cdot 9,81 \cdot 42 \cdot (464,57 - 460) = 1882,93 \text{ кН/м.} \quad (6.71)$$

6.4.4 Сила фильтрационного давления

Эпюра пьезометрического напора представлена на рисунке 6.5.

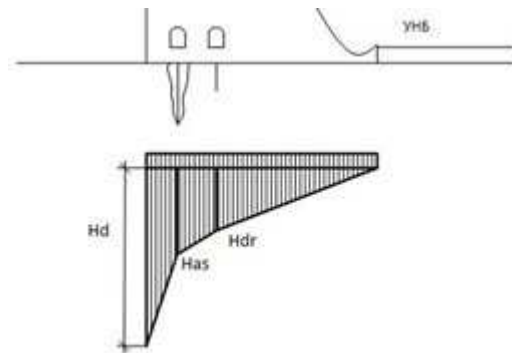


Рисунок 6.5 – Эпюра пьезометрического напора по подошве плотины

Так как плотина является гравитационной без полостей у основания и принадлежит 1 классу, согласно СП13.13330.2012 принимаем:

$$\frac{H_{as}}{H_d} = 0,4; \quad (6.72)$$

$$\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,2. \quad (6.73)$$

$$H_d = \text{НПУ} - \text{НБ}_{\text{мин}} = 516 - 464,57 = 51,43\text{м.} \quad (6.74)$$

где $\text{НБ}_{\text{мин}}$ – отметка НБ при расходе ВХК.

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 51,43 = 20,57\text{м,} \quad (6.75)$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 51,43 = 10,29 \text{ м.} \quad (6.76)$$

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 для основного случая:

$$W_{\phi} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\phi} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 402,56 = 3949,11 \text{ кН/м}, \quad (6.77)$$

$$S_{\phi} = 402,56 \text{ м}^2. \quad (6.78)$$

6.4.5 Давление наносов

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_H = \gamma_H \cdot h_H \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_H}{2} \right) = 10 \cdot 4 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 19,6 \text{ кН/м}^2, \quad (6.79)$$

где γ_H - удельный вес наносов во взвешенном состоянии ($9 \div 13 \text{ кН/м}^3$),
 $\gamma_H = 10 \text{ кН/м}^3$;
 $h_H = 4$ - толщина слоя наносов;
 $\varphi_H = 20^\circ$ - угол внутреннего трения наносов.

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.:

$$E_H = \frac{p_H \cdot h_H}{2} = \frac{19,6 \cdot 4}{2} = 39,2 \text{ кН/м}^2. \quad (6.80)$$

Активное давление в точке на границе слоя наносов и верхнего слоя грунта (гравий):

$$p_{гр1} = \gamma_H \cdot h_H \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) = 10 \cdot 4 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{40}{2} \right) = 8,68 \text{ кН/м}^2. \quad (6.81)$$

где $\varphi_{гр} = 40^\circ$ - угол внутреннего трения грунта.

В точке на нижней границе слоя грунта, где действуют и вес наносов, и вес грунта, давление равняется:

$$\begin{aligned} p_{гр2} &= (\gamma_H \cdot h_H + \gamma_{гр}^{взв} \cdot h_{гр}) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) = \\ &= (10 \cdot 4 + 12,5 \cdot 3) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{40}{2} \right) = 16,82 \text{ кН/м}^2 \end{aligned} \quad (6.82)$$

где $h_{гр} = 3$ - толщина слоя грунта;

$$\gamma_{гр}^{взв} = \gamma_{гр} - (1 - n_0) \gamma_w = 20 - (1 - 0,25) \cdot 10 = 12,5 \text{ кН/м}^3 \quad (6.83)$$

где $n_0 = 0,25$ - пористость сухого грунта;
 $\gamma_w = 10 \text{ кН/м}^3$ - удельный вес воды;
 $\gamma_{гр} = 20 \text{ кН/м}^3$ - удельный вес сухого грунта (гравий).

Численное значение равнодействующей активного давления грунта соответствует площади эпюры активного давления грунта:

$$E_{гр} = S_{эп.гр} = 38,25 \text{ кН/м}^2. \quad (6.84)$$

Активное давление в точке на границе слоя грунта и верхнего слоя скалы:

$$\begin{aligned} p_{ск1} &= (\gamma_n \cdot h_n + \gamma_{гр}^{взв} \cdot h_{гр}) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{ск}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{ск}}{2} \right) = \\ &= (10 \cdot 4 + 12,5 \cdot 3) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{35}{2} \right) - 2 \cdot 100 \cdot tg \left(45 - \frac{35}{2} \right) = \\ &= -83,075 \text{ кН/м}^2. \end{aligned} \quad (6.85)$$

где $\varphi_{ск} = 35^\circ$ - угол внутреннего трения скального основания;
 $c = 100$ кПа – сцепление.

В точке на нижней границе слоя скалы, где действуют и вес наносов, и вес грунта, и вес скалы, давление равняется:

$$\begin{aligned} p_{ск2} &= (\gamma_n \cdot h_n + \gamma_{гр}^{взв} \cdot h_{гр} + \gamma_{ск} \cdot h_{ск}) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{ск}}{2} \right) - \\ &- 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{ск}}{2} \right) = (10 \cdot 4 + 12,5 \cdot 3 + 25 \cdot 1) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{35}{2} \right) - \\ &- 2 \cdot 100 \cdot tg \left(45 - \frac{35}{2} \right) = -76,325 \text{ кН/м}^2. \end{aligned} \quad (6.86)$$

где $\gamma_{ск} = 25 \text{ кН/м}^3$ - удельный вес скалы;
 $h_{ск} = 1$ - толщина слоя скалы.

В последующем расчёте активное давление скалы не учитывается, так как значение давлений получилось отрицательным.

Пассивное давление грунта основания на плотину со стороны нижнего бьефа определяют по формулам:

$$\begin{aligned} p'_{гр} &= \gamma_{гр}^{взв} \cdot h_{гр} \cdot tg^2 \left(45 + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) = 12,5 \cdot 3 \cdot tg^2 \left(45 + \frac{40}{2} \right) = \\ &= 172,5 \text{ кН/м}^2 \end{aligned} \quad (6.87)$$

Равнодействующая пассивного давления грунта на 1 п.м.:

$$E'_{гр} = \frac{p'_{гр} \cdot h_{гр}}{2} = \frac{172,5 \cdot 3}{2} = 258,75 \text{ кН/м}^2. \quad (6.88)$$

Пассивное давление в точке на границе слоя грунта и верхнего слоя скалы:

$$\begin{aligned}
 p'_{ск1} &= \gamma_{гр}^{взв} \cdot h_{гр} \cdot tg^2 \left(45 + \frac{\varphi_{ск}}{2} \right) + 2 \cdot c \cdot tg \left(45 + \frac{\varphi_{ск}}{2} \right) = \\
 &= 12,5 \cdot 3 \cdot tg^2 \left(45 + \frac{35}{2} \right) + 2 \cdot 100 \cdot tg \left(45 + \frac{35}{2} \right) = 522,375 \text{ кН/м}^2
 \end{aligned} \quad (6.89)$$

В точке на нижней границе слоя скалы, где действуют и вес грунта, и вес скалы, пассивное давление равняется:

$$\begin{aligned}
 p'_{ск2} &= (\gamma_{гр}^{взв} \cdot h_{гр} + \gamma_{ск} \cdot h_{ск}) \cdot tg^2 \left(45 + \frac{\varphi_{ск}}{2} \right) + 2 \cdot c \cdot tg \left(45 + \frac{\varphi_{ск}}{2} \right) = \\
 &= (12,5 \cdot 3 + 25 \cdot 1) \cdot tg^2 \left(45 + \frac{35}{2} \right) + 2 \cdot 100 \cdot tg \left(45 + \frac{35}{2} \right) = \\
 &= 614,63 \text{ кН/м}^2
 \end{aligned} \quad (6.90)$$

Равнодействующая пассивного давления скалы на 1 п.м.:

$$E'_{ск} = \frac{p'_{ск1} + p'_{ск2}}{2} \cdot h_{ск} = \frac{522,38 + 614,63}{2} \cdot 1 = 568,5 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}; \quad (6.91)$$

Равнодействующая пассивного давления в нижнем бьефе:

$$E_{пн} = E'_{гр} + E'_{ск} = 258,75 + 568,5 = 827,25 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}; \quad (6.92)$$

Нагрузки грунтов на плотину представлено на рисунке 6.6.

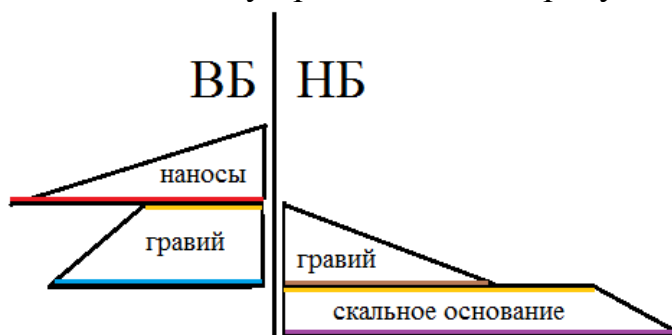


Рисунок 6.6 - Нагрузки грунтов на плотину

6.4.6 Волновое давление

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

$$\begin{aligned}
 W_{волн} &= 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = \\
 &= 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 0,43 \cdot \left(\frac{4,69}{3,14} + \frac{0,12}{2} \right) = 3,27 \text{ кН},
 \end{aligned} \quad (6.93)$$

где $h_{1\%}$ – высота волны 1%-ной обеспеченности;
 $\bar{\lambda}$ – средняя длина волны;

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 0,43}{4,69} = 0,12 \text{ м.} \quad (6.94)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{4,69}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 0,43 = 0,59. \quad (6.95)$$

Плечо волнового давления:

$$U_{\text{волн}} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} - y_c = 516 - 460 - 0,59 = 55,41 \text{ м.} \quad (6.96)$$

Эпюру волнового давления можно представить в виде треугольника, основание которого параллельно верховой грани плотины, одна вершина треугольника, лежащая на основании, расположена не выше $(1,05 \div 1,1)h_{1\%}$ над УВБ, а другая не ниже $(5 \div 8)h_{1\%}$ УВБ.

6.5 Расчёт прочности плотины

6.5.1 Определение напряжений

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

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

Для удобства расчёта составляется таблица 6.3, в которую внесены все нагрузки, умноженные на коэффициент надёжности по нагрузке.

Точки приложения равнодействующих всех сил рассчитаны с помощью программы AutoCad.

Таблица 6.3 – Основные нагрузки на платину

Нагрузка	γ_f	Направление силы	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
T_B	1	→	15382,08	18,67	287137,29
T_H	1	←	102,59	1,52	-156,29
G_6	0,95	↓	9973,56	10,16	-101331,36
$G_{пл}$	0,95	↓	18300,11	7,52	-137616,82
$W_{взв}$	1	↑	1882,93	0,00	0,00
W_ϕ	1	↑	3949,11	10,46	41307,73
E_H	1,2	→	47,04	5,33	250,88
$E_{гр}$	1,2	→	45,90	2,34	107,42
$E_{пн}$	0,8	←	661,80	0,90	-595,62
$W_{волн}$	1	→	3,27	55,41	179,69
q_3	0,9	↓	60,96	16,86	-1027,54
ΣM			88256,66 кН·м		
$\Sigma N_{верт}$			22502,58 кН		

Расчёт краевых напряжений в горизонтальном сечении плотины (при расчете на 1 погонный метр длины):

Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B^2}, \quad (6.97)$$

где N – сумма вертикальных сил, действующих на платину;
 M – сумма моментов всех сил, действующих на платину;
 B – ширина подошвы плотины.

$$N = 9973,56 + 18300,1 - 1882,93 - 3949,11 + 60,96 = 22502,58 \text{ кН.}$$

$$\sigma_y^u = -\frac{22502,58}{42} + \frac{6 \cdot 88256,66}{42^2} = -235,58 \text{ кН/м}^2 \quad (6.98)$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_B \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (6.99)$$

где $H_d^u = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ПОД} = 516 - 460 = 56 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

$$m_u = \operatorname{tg} \alpha_1, \quad (6.100)$$

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

$$\begin{aligned}\sigma_x^u &= \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_B \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = \\ &= -235,58 \cdot 0 - 10 \cdot 56 \cdot (1 - 0) = -560 \text{ кН/м}^2\end{aligned}\quad (6.101)$$

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_B \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0 \quad (6.102)$$

$$\begin{aligned}\sigma_1^u &= \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_B \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = \\ &= -235,58 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 56 \cdot 0 = -235,58 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2};\end{aligned}\quad (6.103)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_B \cdot H_d^u = -10 \cdot 56 = -560 \text{ кН/м}^2. \quad (6.104)$$

Для нижней грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{22502,58}{42} - \frac{6 \cdot 88256,66}{42^2} = -835,97 \text{ кН/м}^2, \quad (6.105)$$

$$\begin{aligned}\sigma_x^t &= \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_B \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = \\ &= -835,97 \cdot 0,75^2 - 10 \cdot 4,57 \cdot (1 - 0,75^2) = -490,23 \text{ кН/м}^2,\end{aligned}\quad (6.106)$$

где $m_t = 0,75$, задан ранее.

$H_d^t = \nabla \text{УНБ}(Q_{\text{ГЭС}}) - \nabla \text{ПОД} = 464,57 - 460 = 4,57 \text{ м}$ — напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа;

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_B \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t \quad (6.107)$$

$$\tau_{xy}^t = -(10 \cdot 4,57 - 835,97) \cdot 0,75 = 592,7 \text{ кН/м}^2;$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_B \cdot H_d^t = -10 \cdot 4,57 = -45,7 \text{ кН/м}^2; \quad (6.108)$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_B \cdot H_d^t \cdot m_t^2 \quad (6.109)$$

$$\sigma_3^t = -835,97 \cdot (1 + 0,75) + 10 \cdot 4,57 \cdot 0,75^2 = -1437,24 \text{ кН/м}^2;$$

Расчёт крайних напряжений сведены в таблицу 6.4.

Таблица 6.4 – Краевые напряжения действующие на плотину

Напряжение	Напорная грань, кН/м ²	Низовая грань, кН/м ²
σ_y	-235,58	-835,97
σ_x	-560	-490,23
τ_{xy}	0	592,7
σ_1	-235,58	-45,7
σ_3	-560	-1437,24

6.5.2 Критерии прочности плотины

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

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_c \cdot R_b, \quad (6.110)$$

где R_b – расчетное сопротивление бетона сжатию;

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

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок $\gamma_{lc} = 1$;

γ_c – коэффициент условий работы $\gamma_c = 0,9$;

Таким образом, принимается бетон класса В5 с расчетным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 2800 \text{ кН/м}^2$,

Рассчитываем выражение, для основного случая:

$$1,25 \cdot 1 \cdot 1437,24 \leq 0,9 \cdot 2800 \text{ (кПа)},$$

$$1796,55 \text{ кН/м}^2 \leq 2520 \text{ кН/м}^2.$$

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

$$\sigma'_y < 0, \quad (6.111)$$

$$-235,58 \text{ кН/м}^2 < 0.$$

3. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_B \cdot H_d^u, \quad (6.112)$$

$$H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 516 - 460 = 56 \text{ м}. \quad (6.113)$$

$$235,58 \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 56,$$

$$235,58 \text{ кН/м}^2 \geq 140 \text{ кН/м}^2.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиями прочности.

6.5.3 Расчёт устойчивости плотины

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.114)$$

$$\begin{aligned} R &= (G_{пл} + G_B + q_z - W_\phi - W_{эзв}) \cdot \operatorname{tg} \varphi + E_{nn} \cdot \gamma_c + c \cdot \omega = \\ &= (18300,11 + 9973,56 + 60,96 - 3949,11 - 1882,93) \cdot 0,7 + \\ &+ 661,80 \cdot 0,7 + 100 \cdot 42 = 20415,07 \text{ кН/м}, \end{aligned} \quad (6.115)$$

где $\operatorname{tg} \varphi = 0,7$ – внутреннее трение для грунта основания (скальные);

$c = 100 \text{ кН/м}^2$ – сцепление для скалы;

$\omega = B_n \cdot 1 = 42 \text{ м}^2$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр;

$\gamma_c' = 0,7$ – коэффициент условия работы для пассивного давления грунта.

$\gamma_c = 0,95$ – коэффициент условия работы.

$$\begin{aligned} F &= T_e - T_n + W_{волн} + E_n + E_{гр} = 15382,08 - 102,59 + 3,27 + 47,04 + \\ &+ 45,90 = 15375,69 \text{ кН/м}. \end{aligned} \quad (6.116)$$

Таким образом условие на сдвиг:

$$\frac{20415,07 \cdot 0,95}{15375,69 \cdot 1} \geq 1,25,$$

$1,26 \geq 1,25$. Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости против сдвига по основанию.

7 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Абазинского ГУ. Охрана труда и противопожарная безопасность

7.1 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При строительстве Абазинского ГУ выполняются следующие виды работ: выемка грунта и складирование его в полезную насыпь; отсыпка перемычек;

- подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений;
- строительство поселка эксплуатирующего персонала.

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

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе свodka леса и санация территории;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;
- образование и обращение с отходами;
- опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС;
- переселение населения из зоны затопления.

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

1. Формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
2. Изменение процессов переноса и седиментации наносов;
3. Формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды Абакан в нижнем бьефе Абазинского гидроузла;
4. Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

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

- очистка территории от остатков строений и мусора;
- вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;
- санитарная очистка территорий животноводческих объектов;

- засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин;

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

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

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

Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с работой автотранспорта, проведением различных видов строительных работ.

7.2 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СП от 1.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ», в соответствии с которыми:

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

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

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

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

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

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

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

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

- Нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки.

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

- Навоз, навозные стоки и мусор животноводческих объектов обеззараживаются, после чего вывозятся на сельскохозяйственные поля.

- Почва животноводческих помещений, загонов прожигается с применением горючих материалов или орошается растворами соли гипохлорита кальция или хлорной извести, содержащей не менее 5% активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого вывозится за пределы территории затопления и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2м.

При площади затопляемой территории в 40 км², примерном количестве деревьев на один гектар территории (100 шт.) и среднем объеме одного дерева 1,1 м³ можно вычислить примерный объем древесины, который необходимо будет вырубить при подготовке ложа водохранилища.

$$V_{\text{древ}} = S \cdot n \cdot V^1 = 40 \cdot 10000 \cdot 1,1 = 440000 \text{ м}^3. \quad (7.1)$$

где S – площадь затопляемой территории (км²),
 n – количество деревьев на один км² (шт),
 V^1 – объем древесины в одном дереве (м³).

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период:

1 Организационные

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

1.2 Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);

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

1.4 Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;

1.5 Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;

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

1.7 Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;

1.8 Организация и проведение производственного экологического контроля

- 2 Санитарно- технические
- 2.1 Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;
- 2.2 Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах ;
- 2.3 Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;
- 2.4 Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;
- 2.5 Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;
- 2.6 Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ
- 2.7 Организация и осуществление контроля качества сточных , дренажных и природных поверхностных вод;
- 2.8 Соблюдение режима хозяйствования в водоохраной зоне;
- 2.9 Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;
- 2.10 Организация стоянок автотранспорта в специально- оборудованных местах, имеющих твердое покрытие .

7.3 Отходы, образующиеся при строительстве

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

7.3.1 Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме

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

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{ т}, \quad (7.2)$$

где N - объем бетонных работ, м³ (856214 м³),
 q - удельный норматив образования, % ($q = 1,8\%$),
 ρ - плотность бетона, т/м³ ($\rho = 2,5 \text{ т/м}^3$).

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{856214 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 38529 \text{ т}$$

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

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

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

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{ т}, \quad (7.3)$$

где N - количество арматуры, т (84 т),
 q - удельный норматив образования, % ($q = 1,0\%$),
 ρ - удельный вес арматуры, т/м³ ($\rho = 2,0$ т/м³).

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{84 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 1,68 \text{ т}$$

Таким образом в результате строительства будет образовано 38529 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 1,68 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

7.4 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

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

- 1) Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
- 2) Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
- 3) Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;
- 4) На среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

В период эксплуатации ГЭС основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

1. Регулирование водным режимом водотока;

2. Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
3. Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;
4. При проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

7.5 Пожарная безопасность

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

Каждый объект станции оснащается системой пожарной сигнализации, с помощью которой осуществляется контроль за противопожарным состоянием защищаемого объекта.

Все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности.

Для минимизации рисков, связанных с пожарами на проектируемой Абазинской ГЭС предусмотрены специальные меры. Специальные места для курения расположены в наиболее выгодных позициях. Во всех помещениях, складах, зданиях размещены пожарные датчики. Во всех необходимых местах установлены огнетушители.

Для тушения пожаров на генераторах и трансформаторах предусмотрена система автоматического водяного пожаротушения.

Для обнаружения, оповещения, тушения и локализации пожара внутри технологических помещений с повышенной пожарной опасностью на Абазинской ГЭС также предусмотрена система автоматического пожаротушения.

7.6 Охрана труда

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций, территория и акватория, где они размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим Строительным нормам и правилам (СНиП), Нормам технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций, требованиям Речного регистра Российской Федерации, Российского регистра гидротехнических сооружений, Федеральным законам «Об основах охраны

труда в Российской Федерации» и «О безопасности гидротехнических сооружений», Санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию, нормативным актам по охране труда Госгортехнадзора России, Государственным стандартам безопасности труда, Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, Межотраслевым правилам по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок, Правилам устройства электроустановок, Правилам пожарной безопасности в Российской Федерации и иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

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

Инструктажи во всех подразделениях на Ростовской ГЭС будут производить только высококвалифицированные работники.

Основная цель улучшения условий труда - обеспечение безопасности труда, сохранение жизни и здоровья работающих, сокращение количества несчастных случаев и заболеваний на производстве.

Улучшение условий труда будет давать и экономические результаты: рост прибыли; сокращение затрат, связанных с компенсациями за работу с вредными и тяжелыми условиями труда; уменьшение потерь, связанных с травматизмом, профессиональной заболеваемостью; уменьшением текучести кадров и т.д. Основным документом в нормативно-технической документации является нормативный акт «Система стандартов безопасности труда».

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 труда при эксплуатации гидротехнических сооружений, а также по электро-, пожаро-взрывобезопасности при выполнении технических работ, пройдет проверку знаний и должен будет иметь документ о праве проведения этих работ.

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

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

– оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;

- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

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

Рабочие инструкции по охране труда должны быть разработаны для всех подразделений.

8 Технико-экономические показания

Для определения экономической целесообразности строительства ГЭС определим основные технико-экономические показатели:

- срок окупаемости;
- себестоимость электроэнергии;
- величина чистого дисконтированного дохода;
- внутренняя норма доходности.

8.1 Объём продаж

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

Результаты продаж электроэнергии представлены в таблице 8.1

Таблица 8.1 – Оценка объемов продаж электроэнергии в первые годы эксплуатации

Год	2020	2021	2022	2023
Установленная мощность, МВт	228	228	228	228
Число часов использования установленной мощности	5350	5350	5350	5350
Выработка электроэнергии, МВт·ч	1219800	1219800	1219800	1219800
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	1	1	1	1
Расходы электроэнергии на собственные нужды, МВт·ч	12198	12198	12198	12198
Объем реализации электроэнергии, МВт·ч	1207602	1207602	1207602	1207602
Тариф на электроэнергию, руб./МВт·ч	1007	1042	1077	1110
Выручка от реализации электроэнергии, тыс.руб.	101338,00	104860,00	108382,00	111703,00
НДС к выручки, тыс.руб.	15458,00	15996,00	16533,00	17039,00

Увеличении выручки обусловлено ростом тарифов на электроэнергию.

8.2 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) 0,08%.

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

Период расчета в программе 288 месяца, период окупаемости 66 месяцев.

Эксплуатационные расходы на уровне цен первого квартала 2018 года представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Величина, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	58,185
Прочие расходы	274	62,472
Итого		120,657

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

Таблица 8.3 - Удельное значение расходов на ремонт оборудования

Этапы проекта	Величина, %
От 1 до 5 лет	0,06
От 6 до 15 лет	0,09
От 16 до 25	0,14
Свыше 25 лет	0,2

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитаны исходя из тарифов без НДС, по данным единых сценарных условий РусГидро 2016 года.

Расчёт представлен в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Величина, млн.руб.
ОАО "СО - ЕЭС"	135,38 тыс.руб/МВт	30,886
НПАТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб/МВт·ч	2,161
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб/МВт·ч	0,626434
Итого		33,654

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

Текущие затраты по гидроузлу с 2020 г. по 2024 г. приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

млн. руб.

Наименование	2020	2021	2022	2023	2024
Амортизационные отчисления	220,69	357,71	357,71	357,71	357,71
Расходы на страхование	25,74	40,82	37,39	33,95	30,52
Эксплуатационные затраты	120,66	120,66	120,66	120,66	120,66
Расходы на ремонт производственных фондов	19,30	30,62	28,04	38,20	34,34
Расходы на услуги регулирующих компаний	33,65	33,65	33,65	33,65	33,65
Налог на воду	9,46	9,46	9,46	9,46	9,46
Итого	429,50	592,92	586,91	593,63	586,33

Структура текущих затрат представлена на рисунке 8.1.

млн. руб

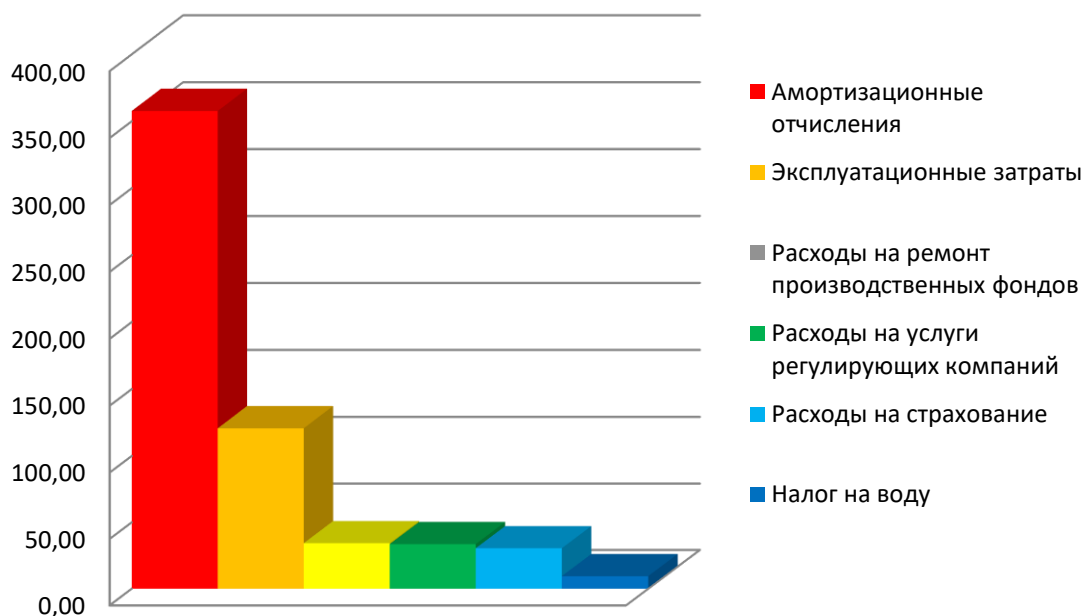


Рисунок 8.1 – Сумма текущих затрат, млн.руб.

8.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы – это издержки, связанные с перечислением налоговых сборов после завершения строительства проектируемой ГЭС.

Большая их часть платится в бюджет региона. Существует возможность введения льготного периода, что существенно окажет эффективное влияние на строительства станции.

Учитываем следующие налоги:

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

Налог на воду входит в текущие затраты.

Предполагаемые налоговые расходы с начала реализации проекта приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Наименование	2022	2023	2024	2025	2026
Налог на прибыль, млн.руб.	271,35	284,27	297,84	310,44	322,66
НДС, млн.руб.	195,81	343,08	353,88	363,81	373,38
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	9,42	9,42	9,42	9,42	9,42
Налог на имущество, млн.руб.	86,72	78,85	70,98	63,11	55,24

8.4 Оценка суммы прибыли

Основным показателем эффективности строительства электростанции, а в последующем реализации электроэнергии является «Отчет о прибылях и убытках». В отчете определяем следующие показатели: валовая прибыль, налогооблагаемая прибыль, размеры выплат по налогам, чистая прибыль.

Форма и отражения основной производственной деятельности Абазинской ГЭС является отчет об прибыли и убытках.

Годовая прибыль представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Скорректированная сумма прибыли, в первые годы эксплуатации

Наименование	2019	2020	2021	2022	2023
Выручка (нетто), млн.руб.	556,54	1732,55	1793,87	1854,33	1910,71
Текущие расходы, млн.руб.	83,65	429,50	592,92	586,91	593,63
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	472,88	1303,05	1200,95	1267,42	1317,08
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	94,58	260,61	240,19	253,48	263,42
НОРАТ (Чистая прибыль), млн.руб.	378,31	1042,44	960,76	1013,94	1053,66
Справочно: Ставка налога на прибыль Т, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

Динамика суммы чистой прибыли показано на рисунке 8.2.

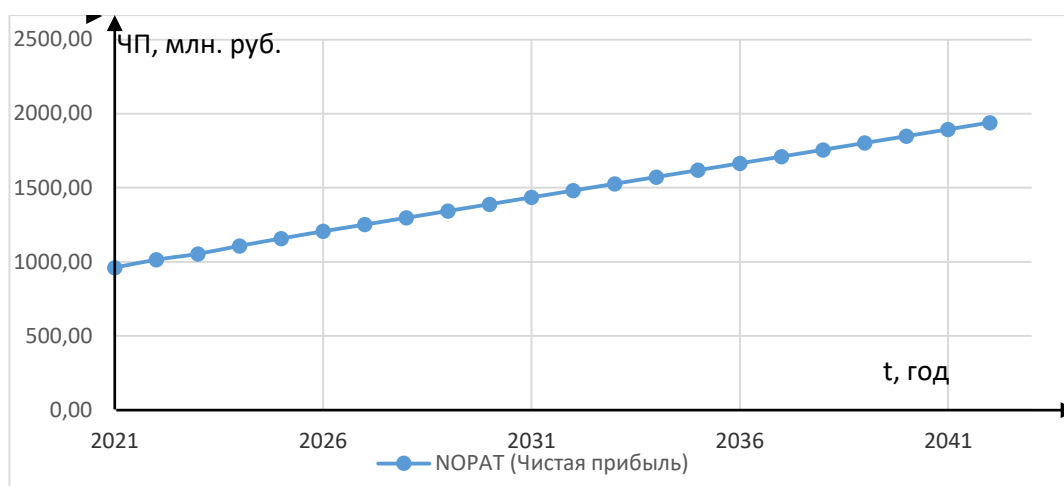


Рисунок 8.2 – Сумма чистой прибыли, млн. руб.

Изменение чистой прибыли обусловлена поэтапным вводом агрегатов и ростом тарифов.

8.5 Методология и исходные данные оценка инвестиционного проекта

Данный раздел выполнен в соответствии с:

а) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТОЭ и ТОЭ», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г. №155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

б) Едиными сценарными условиями ОАО «РусГидро» на 2016-2041 гг.

Расчеты производились с использованием лицензионной версии программного продукта «ProjectExpert фирмы Expertsystems». Для целей финансово-экономического моделирования приняты следующие предпосылки:

- период прогнозирования для Абазинской ГЭС на реки Абакан мощностью 228 МВт составляет 24 лет, в т.ч. 2 года до пуска агрегата и 22 лет в соответствии со сроком службы основного оборудования.

- используемая при оценке эффективности финансовая модель отражает реальную ситуацию, сложившуюся к настоящему моменту на российском рынке.

Предполагается, что в течение времени реализации проекта не будет происходить глобальных изменений существующих правил и законов.

Прогнозные тарифы определены из условий обеспечения общественной и коммерческой эффективности проекта.

В расчетах под доходами понимается выручка от реализации электроэнергии и мощности станции.

В расчетах общественной эффективности под расходами понимались все затраты, необходимые для реализации инвестиционного проекта строительства

Абазинской ГЭС, в коммерческой эффективности - затраты участников, реализующих инвестиционный проект строительства ГЭС.

Рост тарифа на электроэнергию для Сибирского федерального округа принят в соответствии с ЕСУ, разработанными ПАО «РусГидро».

Для определения влияния результатов осуществления проекта на бюджет рассчитан чистый дисконтированный доход бюджета.

8.6 Бюджетная эффективность

В соответствии с требованиями органов государственного или регионального управления может быть необходимо определить бюджетную эффективность проекта для бюджетов различного уровня. Для этой цели определяется бюджетный эффект проекта, который затем становится основой для расчета всех необходимых показателей.

Бюджетный эффект определяется для каждого расчетного шага проекта как разность между доходами и расходами бюджета, связанными с осуществлением данного проекта.

К притокам бюджетных средств относятся:

– притоки от налогов, установленных действующим законодательством. Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральные и региональные бюджеты

Год	2021	2022	2023	2024	2025
Налоговые поступления, млн. руб.	366,6	572,8	725,1	741,6	756,3
В Федеральный бюджет, млн. руб.	276,7	486,0	646,2	670,6	693,1
В региональный бюджет, млн. руб.	89,8	86,7	78,8	71,0	63,1

8.7 Показатели коммерческой эффективности проекта

Цель проведения расчетов коммерческой эффективности проекта, сводится к определению показателей эффективности инвестиций.

Доходная часть формируется от продажи электроэнергии Абазинской ГЭС на реки Абакан мощностью 228 МВт.

Под расходами понимаются кредитные средства, а также собственные средства ПАО «РусГидро», реализующего инвестиционный проект строительства Абазинской ГЭС.

Основные показатели эффективности реализации проекта представлены в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Показатели эффективности инвестиций

Ставка дисконтирования	11,6
Период окупаемости - РВ, мес	58
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	66
Чистый приведенный доход – NPV, млн. руб.	7864,6
Индекс прибыльности – PI	2,48
Себестоимость руб./кВт·ч	0,10
Удельные капиталовложения, руб./кВт	24298

8.8 Анализ рисков инвестиционных проектов

Ведение эффективной инвестиционной деятельности невозможно без грамотно составленного бизнес-плана и проведения предварительной оценки возможных рисков и потерь. В свою очередь, анализ чувствительности инвестиционного проекта пример того, как определенный вид риска может повлиять на общую эффективность.

Главная цель и задача анализа чувствительности – определить, как могут повлиять изменения исходных данных проекта на его конечный, а точнее, финансовый результат.

Наиболее значимыми, для данного проекта являются: объем инвестиций, ставки налогов, и объем сбыта, им уделено особое внимание.

Следует отметить, что графическое представление более наглядно отражает полученные результаты.

Анализ чувствительности дисконтированного периода окупаемости представлен в таблице 8.10:

Таблица 8.10 – Анализ чувствительности дисконтированного периода окупаемости

	-10%	-8%	-6%	-4%	-2%	0%	2%	4%	6%	8%	10%
Ставки налогов	65	65	65	66	66	66	67	67	67	68	68
Объем инвестиций	61	62	63	64	65	66	68	69	70	71	72
Объем сбыта	73	72	70	69	68	66	65	64	63	62	61
	0%	2%	4%	6%	8%	10%	12%	14%	16%	18%	20%
Ставка дисконтирования	58	59	60	62	63	65	67	69	71	73	76

Влияние изменения данных параметров представлено на рисунке 8.3 в виде динамики изменения DPB.

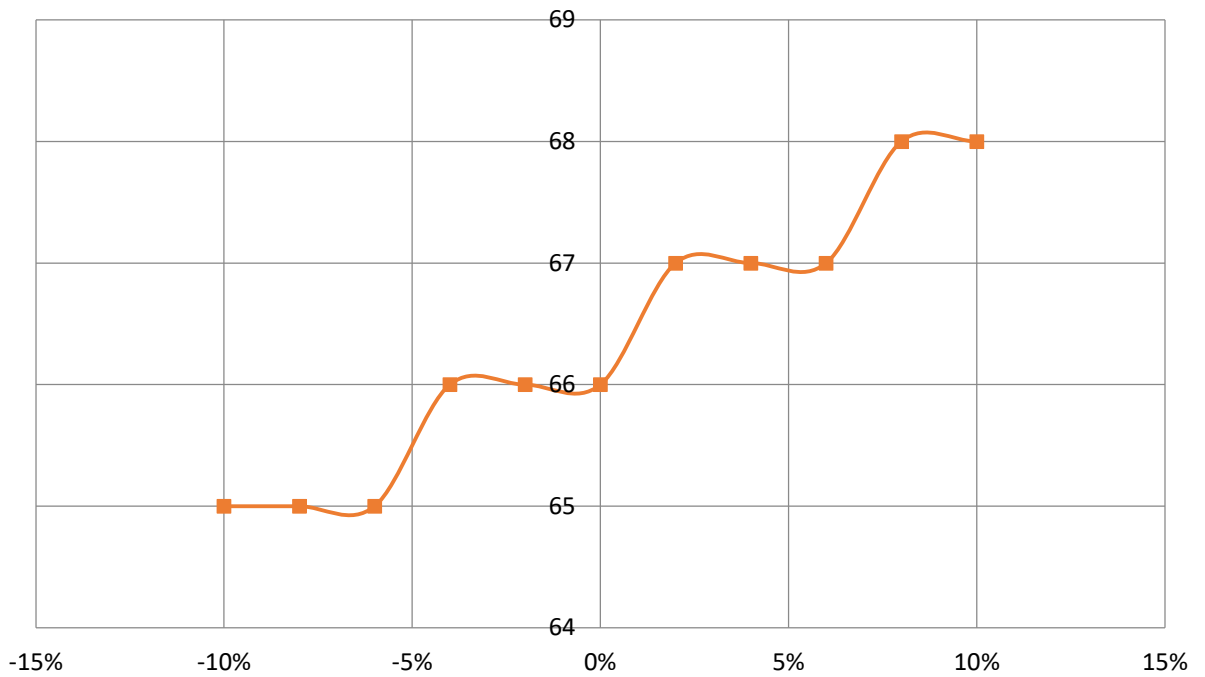


Рисунок 8.3 - Изменение дисконтированного периода окупаемости (DPB) от изменения ставки налогов

Увеличение ставки налогов приводит к увеличению значения DPB. Представлено на рисунке 8.4.

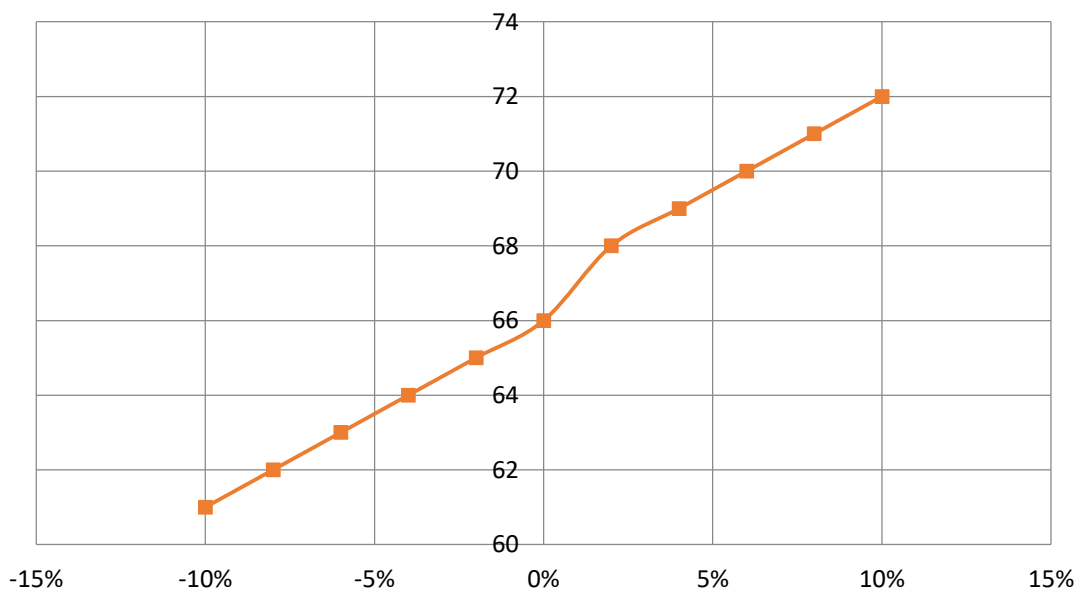


Рисунок 8.4 - дисконтированного периода окупаемости (DPB) от изменения предела объёма инвестиций

Чем больше инвестиций привлекается для реализации проекта, тем больше DPB. Представлено на рисунке 8.5.

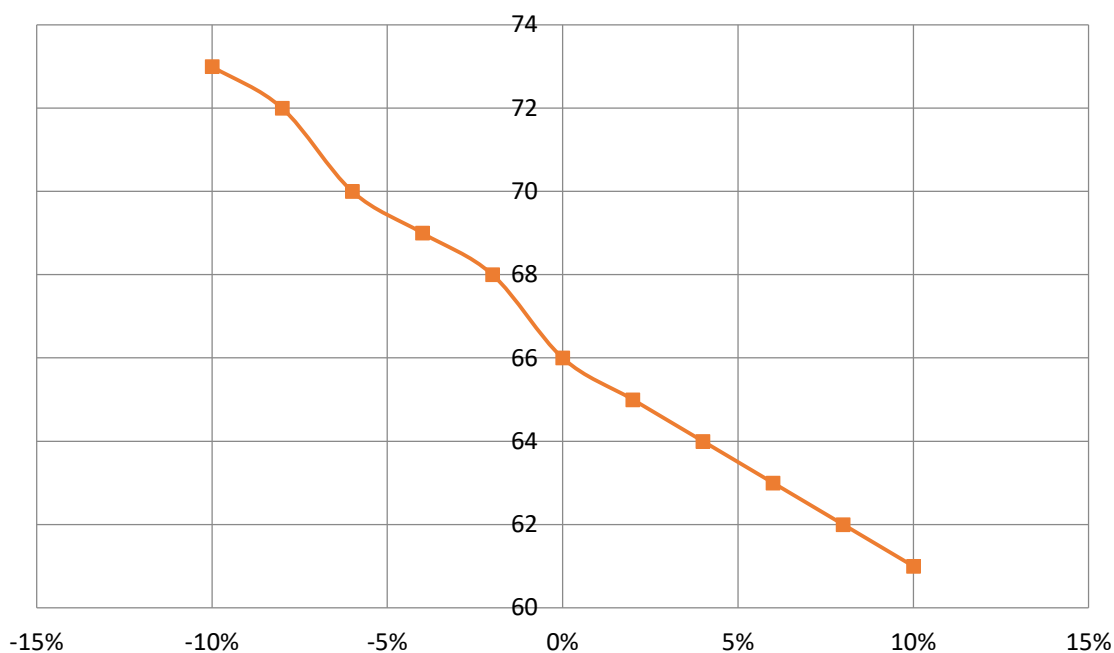


Рисунок 8.5 – (DPB) от изменения предела объема сбыта

При увеличении объема сбыта происходит рост прибыли, следовательно, станция окупится быстрее. Представлено на рисунке 8.6.

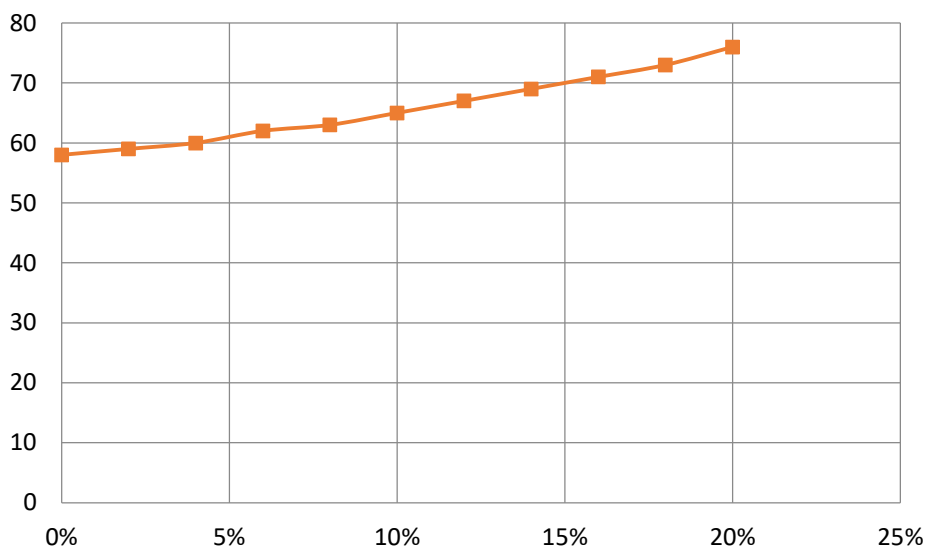


Рисунок 8.6 – DPB от изменения ставки дисконтирования

Увеличение ставки дисконтирования – увеличивается DPB.

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

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

Основные итоговые показатели проекта:

Чистый приведённый доход NPV – 7864,6 млн.руб.;

Индекс прибыльности PI – 2,48;

Себестоимость – 0,10 руб./кВт·ч;

Удельные капиталовложения – 24298 руб./кВт.

Проект строительства Абазинской ГЭС на реке Абакан целесообразен и может быть реализован.

9 Системы измерений, способы исполнения, системы связей с РДУ СО, системы отображения технологической информации (АСТДУ, СДТУ) на ГЭС.

9.1 Назначение, состав и функции системы

Для управления технологическими режимами работы объектов ЕЭС России в реальном времени и обеспечения единства и эффективной работы технологических механизмов оптового и розничных рынков электрической энергии и мощности Системному оператору требуется система измерений, отображения технологической информации, данные о состоянии коммутационного оборудования, каналы связи со всех управляемых объектов. Эту задачу выполняет СОТИ АССО.

СОТИ АССО – система обмена технологической информацией с Автоматизированной системой Системного оператора (АССО). Предназначена для измерения и сбора оперативной технологической информации о функционировании основного и вспомогательного оборудования электрического оборудования и передачи её в диспетчерские пункты филиалов СО ЕЭС.

Стандартным ядром системы СОТИ АССО являются программируемые логические контроллеры реального времени промышленного исполнения. Контроллеры сбора и обработки информации с нижнего уровня осуществляют сбор телеинформации с нижнего уровня с требуемой периодичностью (1 раз в секунду). Также они выполняют следующие функции: самодиагностику, диагностику каналов связи и устройств нижнего уровня, выбор данных с исправного канала или от источника данных при возникновении неисправности на одном из каналов или источнике данных, первичную обработку данных, проставление сигналам признаков качества (достоверности, замещения и др.), синхронизацию времени с GPS/ГЛОНАСС-приемником и проставление сигналам меток единого времени, прием и передачу данных в SCADA-систему, выбор данных для передачи в Автоматизированную систему Системного оператора и их передачу в ПЛК связи с СО.

Основной и резервный маршрутизаторы связи осуществляют информационный обмен с Автоматизированной системой Системного оператора по протоколам МЭК 60870-5-101/104 в соответствии с утвержденным формуляром информационного обмена и с требуемой периодичностью (1 раз в секунду). При наличии необходимых вычислительных мощностей и свободных портов ввода/вывода эту функцию могут выполнять также контроллеры сбора и обработки информации. Контроллеры связи с СО выполняют также: самодиагностику, диагностику каналов связи с АССО, передачу данных о состоянии оборудования в SCADA-систему.

И контроллеры сбора и обработки информации, и контроллеры связи с СО для обеспечения резервирования устанавливаются попарно. Контроллеры в

каждой паре работают параллельно, контролируя работоспособность и резервируя друг друга и предоставляя возможность горячей замены или проведения сервисного обслуживания без необходимости останова работы всей системы.

Источниками данных нижнего уровня может являться различное оборудование любых производителей: от аналоговых и дискретных датчиков, многофункциональных измерительных приборов (МИП) и до полномасштабных существующих АСУ ТП.

Серверы, промышленного исполнения, под управлением серверной операционной системы семейства Windows, обеспечивают работу SCADA-системы, а также служат для установки прикладного программного обеспечения. Для обеспечения резервирования серверы устанавливаются парой.

Основными функциями SCADA-системы являются: считывание данных с контроллеров сбора и обработки информации и их архивирование, отображение информации о ходе технологического процесса на экране монитора, аварийная сигнализация и генерация отчетов. SCADA-система может поставляться как в составе СОТИ АССО, так и использоваться уже имеющаяся и используемая на объекте. В последнем случае информационный обмен между ПЛК и SCADA-системой настраивается с использованием одного из стандартных протоколов, поддерживаемых обеими сторонами.

Локальная вычислительная сеть СОТИ АССО (технологическая ЛВС) строится на основе ВОЛС, витой медной пары, оптических медиаконвертеров и промышленных коммутаторов и маршрутизаторов. Все каналы связи в технологической ЛВС, в том числе каналы связи с источниками данных и с АССО, выполняются дублированными для обеспечения резервирования.

9.2 Требования к СОТИ АССО

Технические требования к информационному обмену прописаны в приложении 3 к Регламенту допуска к торговой системе оптового рынка [36].

Основные пункты указаны ниже:

- Тип каналов – цифровые, с резервированием по разным трассам.
- Скорость передачи не менее 9,6 Кбит/с.
- Время постоянного запаздывания не более 0,1 с.
- Протокол передачи данных – ТСР/ПР.
- Коэффициент готовности не ниже 99,9 %, время восстановления – не более 5 мин.
- Аналоговые каналы подлежат сертификации и лицензированию СО.

Объем телеинформации должен обеспечивать адекватность (наблюдаемость) энергообъекта, а также оперативный контроль и регистрацию необходимых параметров.

Типовой состав телеинформации, передаваемой с объектов электроэнергетики в диспетчерские центры ОАО «СО ЕЭС» представлен в приложении к письму ОАО «СО ЕЭС» от 14.04.2016 №СШГЭС/95-17/1454 [37].

Телеинформация содержит:

- Телеизмерения параметров режима электрической сети и генерирующих источников;
- Положения коммутационных аппаратов главной электрической схемы энергообъекта (включая разъединители), сигналы от устройств фиксации коммутационного состояния элементов сети, состояние элементов вторичной коммутации на энергообъектах.

9.3 Состав технологической информации, передаваемой с Абазинской ГЭС в Хакасское РДУ и ОДУ Сибири.

В соответствии с приложением к письму ОАО «СО ЕЭС» был составлен список телеизмерений и телесигнализаций, которые обмениваются Автоматизированной системой Системного оператора по протоколам МЭК 60870-5-101/104с требуемой периодичностью (1 раз в секунду) согласно утвержденным требованиям информационного обмена.

Передаваемая в ХРДУ и ОДУ Сибири ТИ и ТС состоит из 116 точек телеизмерений и 69 точек телесигнализации.

Состав телеинформации представлен в таблице 1-2 приложения Г.

9.4 Расчёт требуемой пропускной способности канала для передачи ТИ и ТС

Для бесперебойной и своевременной передачи технологической информации в Хакасское РДУ и ОДУ Сибири выполнен расчет требуемой пропускной способности канала для обмена информацией по протоколу МЭК 870-5-104.

Передача данных по МЭК 60870-5-104 осуществляется в виде передачи отдельных кадров. Деление на кадры массивов данных более 256 байт происходит на прикладном уровне. Каждый кадр содержит целое число элементов. При передаче последнего кадра в байте управления ставится признак последнего кадра.

9.4.1 Расчет пропускной способности канала связи для передачи телесигнализации (ТС)

По МЭК 870-5-104 передача телесигнализации осуществляется в виде блока данных, имеющего следующую структуру (Таблица 9.1):

Таблица 9.1 – Структура блока данных телесигнализации

Содержание	Размер поля (в байтах)
Адрес объекта информации	2
Элемент информации (с описателем качества)	1
Время	7
Кадр ТСР/П	14

В данном кадре (блоке данных) передается последовательность объектов информации ТС с фиксацией времени изменения (с меткой времени).

Описание полей блока данных:

Адрес объекта информации ($A_{\text{объекта}}$) – служит в качестве идентификатора, определяющего уникальный адрес для каждого ТС;

Элемент информации ($V_{\text{ТС}}$) – определяет значение ТС (включен/выключен);

Описатель качества – определяет состояние ТС в момент передачи, например, при обрыве цепи соответствующий бит устанавливается в 1 (состояние неисправности).

Время (Т) – метка времени, соответствующая возникновению события (изменению состояния ТС);

Кадр ТСР/П - служебный кадр стека ТСР/П.

Таким образом, длина пакета для единичного ТС рассчитывается следующим образом:

$$L_{1\text{ТС}} = A_{\text{объекта}} + V_{\text{ТС}} + T + K_{\text{тср/п}}, \quad (9.1)$$

$$L_{1\text{ТС}} = 2 + 1 + 7 + 14 = 24 \text{ байт.}$$

Алгоритм расчета для определения величины пропускной способности для ТС состоит из следующих этапов:

1 этап. Расчет количества байт для передачи телесигнализации:

$$Q_{\text{байт}} = Q_{\text{ТС}} \cdot L_{1\text{ТС}}, \quad (9.2)$$

где $Q_{\text{ТС}}$ – общее количество ТС;

$L_{1\text{ТС}}$ - длина пакета для единичного ТС;

$Q_{\text{байт}}$ - количество байт для передачи.

ТС коммутационных аппаратов берётся из таблицы переданных телесигналов в Хакасское РДУ (Приложение). $Q_{\text{ТС}} = 69$.

$$Q_{\text{байт}} = 69 \cdot 24 = 1656 \text{ байт.}$$

2 этап. Расчет числа циклов передачи (количество кадров) при 256 полезных байтах в теле кадра ASDU:

$$Q_{\text{циклов}} = \frac{Q_{\text{байт}}}{L_{\text{об.инф}}}, \quad (9.3)$$

где $Q_{\text{циклов}}$ – количество циклов передачи при 256 полезных байтах в теле кадра;
 $L_{\text{об.инф}}$ – длина полезного тела кадра.

$$Q_{\text{циклов}} = \frac{1656}{256} = 6,47.$$

3 этап. Расчет общего количества байт на передачу при общей длине передаваемого пакета МЭК 60870-5-104 в 256 байт:

$$Q_{\text{сумм.байт}} = Q_{\text{циклов}} \cdot \sum L_{\text{пакета}}, \quad (9.4)$$

$$Q_{\text{сумм.байт}} = 7 \cdot 256 = 1792 \text{ байт.}$$

4 этап. Расчет общего количества бит на передачу с учетом служебных бит ТСР/Р:

$$Q_{\text{сумм.бит}} = Q_{\text{сумм.байт}} \cdot 8, \quad (9.5)$$

$$Q_{\text{сумм.бит}} = 1792 \cdot 8 = 14336 \text{ бит.}$$

5 этап. Расчет пропускной способности канала для телесигнализации:

$$V_{\text{ТС}} = \frac{Q_{\text{сумм.бит}}}{T_{\text{время.передачи}}}, \quad (9.6)$$

где $V_{\text{ТС}}$ – пропускная способность канала связи для передачи телесигнализации;
 $T_{\text{время.передачи}}$ – время передачи телесигнализации (1 секунда в соответствии с утверждённым формуляром передачи технологической информации по каналам связи).

$$V_{\text{ТС}} = \frac{14336}{1} = 14336 \text{ бит/с.}$$

9.4.2 Расчет пропускной способности канала связи для передачи телеизмерений (ТИ)

По МЭК 870-5-104 передача телеизмерений осуществляется в виде блока данных, имеющего следующую структуру (Таблица 9.2).

Таблица 9.2 – Структура блока данных телеизмерений

Содержание	Размер поля (в байтах)
Адрес объекта информации	2
Элемент информации	4
Е Мангисса	
S порядок	
Описатель качества	1
Время	7
Кадр ТСП/Р	14

В данном блоке данных передается последовательность объектов информации. Каждый объект состоит из одной измеряемой величины, которая имеет масштабированное значение - короткий формат с плавающей запятой и с меткой времени 7 байт.

Описание полей блока данных:

Адрес объекта информации ($A_{\text{объекта}}$) – служит в качестве идентификатора, определяющего уникальный адрес для каждого ТИ;

Элемент информации ($V_{\text{ти}}$) – определяет значение ТИ (масштабированная величина в вещественном формате);

Описатель качества ($D_{\text{кач.}}$) – определяет текущее состояние ТИ, например, контроль по величине отклонения от установленного значения, обрыв канала, либо контроль по интервалу времени изменения;

Время (Т) – метка времени, соответствующая возникновению события (изменению состояния ТИ);

Кадр ТСП/Р ($K_{\text{тсп/р}}$) – служебный кадр ТСП/Р.

Таким образом, длина пакета для единичного ТИ:

$$L_{1\text{ти}} = A_{\text{объекта}} + V_{\text{ти}} + D_{\text{кач}} + T + K_{\text{тсп/р}} \quad (9.7)$$

$$L_{1\text{ти}} = 2 + 4 + 1 + 7 + 14 = 28 \text{ байт.}$$

Алгоритм расчета для определения величины пропускной способности для ТИ состоит из следующих этапов:

1 этап. Расчет количества байт для передачи телеизмерений:

$$Q_{\text{байт}} = Q_{\text{ти}} \cdot L_{1\text{ти}}, \quad (9.8)$$

где $Q_{\text{ти}} = 116$ – общее количество передаваемых ТИ;

$L_{1\text{ти}}$ - длина пакета для единичного ТИ;

$Q_{\text{байт}}$ - количества байт для передачи.

$$Q_{\text{байт}} = 116 \cdot 28 = 3248 \text{ байт.}$$

2 этап. Расчет числа циклов передачи (количество кадров) при 256 полезных байтах в теле кадра ASDU:

$$Q_{\text{циклов}} = \frac{Q_{\text{байт}}}{L_{\text{об.инф}}}, \quad (9.9)$$

где $Q_{\text{циклов}}$ – количество циклов передачи при 256 полезных байтах в теле кадра;
 $L_{\text{об.инф}}$ – длина полезного тела кадра.

$$Q_{\text{циклов}} = \frac{3248}{256} = 12,69.$$

3 этап. Расчет общего количества байт на передачу при общей длине передаваемого пакета МЭК 60870-5-104 в 256 байт:

$$Q_{\text{сумм.байт}} = Q_{\text{циклов}} \cdot \sum L_{\text{пакета}}, \quad (9.10)$$

$$Q_{\text{сумм.байт}} = 13 \cdot 256 = 3328 \text{ байт.}$$

4 этап. Расчет общего количества бит на передачу с учетом служебных бит ТСР/ПР:

$$Q_{\text{сумм.бит}} = Q_{\text{сумм.байт}} \cdot 8, \quad (9.11)$$

$$Q_{\text{сумм.бит}} = 3328 \cdot 8 = 26624 \text{ бит.}$$

5 этап. Расчет пропускной способности канала для телесигнализации:

$$V_{\text{ТС}} = \frac{Q_{\text{сумм.бит}}}{T_{\text{время.передачи}}}, \quad (9.12)$$

где $V_{\text{ТС}}$ – пропускная способность канала связи для передачи телесигнализации;
 $T_{\text{время.передачи}}$ – время передачи телесигнализации (1 секунда в соответствии с утверждённым формуляром передачи технологической информации по каналам связи).

$$V_{\text{ТИ}} = \frac{26624}{1} = 26624 \text{ бит/с.}$$

9.4.3 Суммарная оценка пропускной способности канала связи для телемеханики по протоколу МЭК 870-5-104

Суммарная оценка пропускной способности канала связи между «Абазинская ГЭС» и Филиалом АО «СО ЕЭС» Хакаское РДУ по протоколу МЭК 870-5-104 рассчитывается следующим образом:

$$\sum_{\text{передача данных}} = (V_{\text{ТС}} + V_{\text{ТИ}}) \cdot K_{\text{потерь}} \quad (9.13)$$

где $k_{потерь} = 1,2$ –коэффициент, учитывающий возможные ошибки при передаче данных и задержки в коммуникационном оборудовании;

Суммарная оценка пропускной способности канала связи между системой телемеханики и Филиалом АО «СО ЕЭС» Хакасское РДУ составляет:

$$\Sigma L_{передачи} = (14336 + 26624) \cdot 1,2 = 49152 \text{ бит/с} = 48 \text{ кбит/с.}$$

Таким образом, для принятых двух цифровых каналов связи (основного и резервного) между «Абазинская ГЭС» и ОДУ Сибири достаточно иметь пропускную способность по 64 кбит/с, чтобы полностью удовлетворить требованиям к передаче ТИ и ТС.

9.5 Выбор системы СОТИ АССО

СОТИ АССО можно реализовать в системе SCADA и в системах основанных на промышленных контроллерах.

Основным отличием SCADA от других систем является наличие пользовательского интерфейса. Если изъять пользовательский интерфейс, то все указанные выше функции совпадут с функциями, которые выполняют средства программирования промышленных контроллеров (ПЛК), и управление станет полностью автоматизированным в противовес диспетчерскому.

От качества принимаемых диспетчером решений зависит не только качество производимой продукции, но порой и человеческая жизнь. Именно поэтому комфортабельность рабочего места, простота и интуитивная понятность рабочего интерфейса, создание подсказок и блокирование допускаемых оператором ошибок – вот наиболее приоритетные свойства SCADA систем, дальнейшее развитие которых осуществляется в сторону большей эргономичности и улучшения экспертных подсистем.

Поэтому, для мониторинга технологического процесса, своевременного сбора информации, её обработки и передачи, будет использоваться система SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition).

Для системы SCADA было выбрано отечественное программное обеспечение КОТМИ-2010, потому что ни одна западная система не имеет такой полной поддержки широко используемых Российских контроллеров. Не говоря уже о старых советских, которых много на существующих производствах.

В SCADA - системе КОТМИ-2010 осуществляется одновременная поддержка как старых советских, так и современных контроллеров Российского и зарубежного производства. Данное ПО не требует закупки устройств определённой фирмы, что позволяет полностью стандартизовать структуру сети передачи технологической информации.

КОТМИ-2010 представляет из себя программу установленную на серверы телемеханики, которая собирает данные точек со всех коммутаторов сети и

выводит их в пользовательском интерфейсе. Интерфейс программы КОТМИ-2010 представлен на рисунке 9.1.

Благодаря данному ПО специально обученный персонал может добавлять точки ТИ и ТС, это требуется в случае подключения новых датчиков к сети СОТИ АССО.

Данное ПО хорошо себя показало на Воткинской ГЭС, тем самым зарекомендовав себя в использовании на Абазинской ГЭС.

Внедрение КОТМИ-2010 в данном проекте позволяет определять на заданном уровне технологические параметры, вносить изменения без длительной остановки всего технологического процесса.

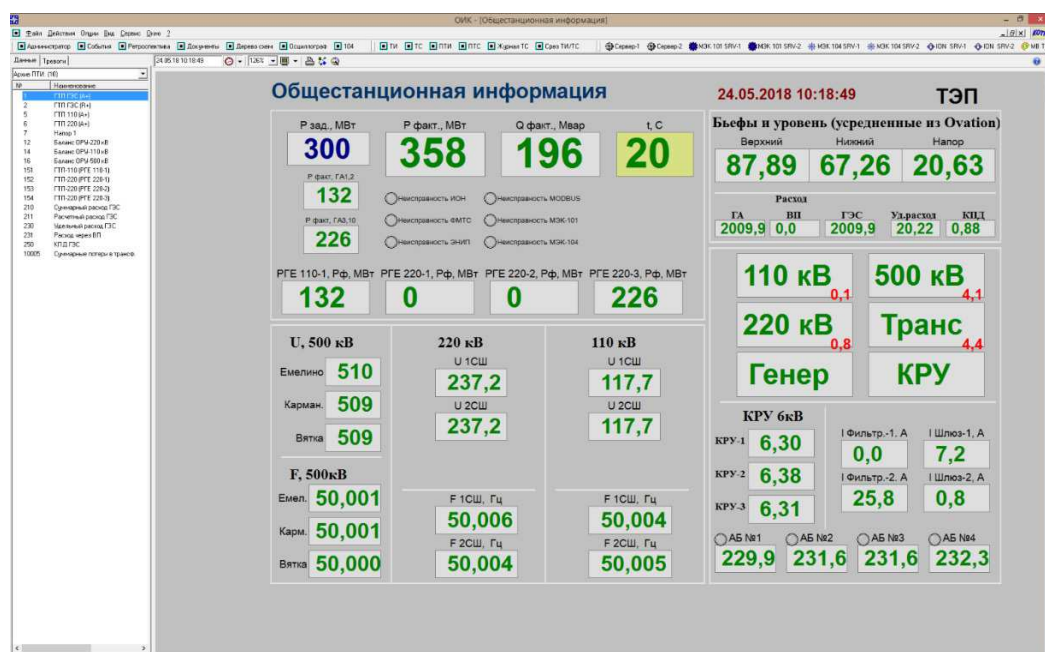


Рисунок 9.1 – Пользовательский интерфейс КОТМИ-2010 Воткинской ГЭС

9.6 Структурная схема сетиСОТИ АССО

СОТИ АССО Абазинской ГЭС осуществляет контроль за основным и вспомогательным оборудованием, распределенным по территории станции. Основными источниками информации для СОТИ АССО являются трансформаторы тока и напряжения, а также блок-контакты коммутационных аппаратов, расположенных на ОРУ 220 кВ и машинном зале ГЭС.

Система сбора и передачи информации Абазинской ГЭС реализована на базе программно-технического комплекса «КОТМИ 2010». Она обеспечивает сбор информации об основных режимах работы станции и передачу её в Хакасское РДУ, ОДУ Сибири, а также в смежные системы АСУ ТП станции и на АРМ персонала.

Сетевое оборудование СОТИ АССО выполняет функции связи между устройствами системы. В него входят линии связи Ethernet, RS-232/485 конвертеры интерфейса, медиа конвертеры, коммутаторы Ethernet, каналы связи и каналообразующую аппаратуру. Технологическая сеть ЛВС ССПИ выполнена

по двойной кольцевой схеме. Все узловые коммутаторы и устройства сбора и передачи информации объединены в дублированное кольцо, посредством оптических кабелей и витой пары. Данные для передачи на диспетчерские пункты Хакасского РДУ, Красноярского РДУ, ОДУ Сибири поступают на основной и резервный узлы связи. В качестве основной измерительной аппаратуры СОТИ АССО используются ION 6200, в качестве резервной – преобразователь А2000. В качестве каналообразующей аппаратуры используется мультиплексоры CISCO 6900, маршрутизаторы CISCO 2901/K9, преобразователи интерфейсов MOXA NPart 510I.

Передача информации в Хакасское РДУ и ОДУ Сибири осуществляется по цифровым каналам связи, с использованием протокола МЭК 870-5-104.

Схема сети СОТИ АССО и Схема информационного обмена между Абазинской ГЭС и филиалами ОАО «СО ЕЭС» приведены в приложении Г.

9.7 Описание работы СОТИ АССО

Рассмотрим работу СОТИ АССО Абазинской ГЭС на примере прохождения сигналов активной мощности ГГ №1. Значение тока и напряжения через ТТ и ТН поступают на устройства: ION 6200 – цифровой счётчик электроэнергии, А2000 – измерительный преобразователь мощности. Выходным интерфейсом этих устройств является Ethernet. Эти устройства подключаются к сети СОТИ АССО по двум коммутаторам SWI – 1 и SWI – 2. Это необходимо для того, чтобы одновременно обеспечить информацией как сервер телемеханики КОТМИ-2010 так и АСУ ТП, через которое ведётся управление основным и вспомогательным оборудованием. Если выходит из строя один из каналов например SWI – 1, то информация поступает из горячего резерва коммутатора SWI – 2, то есть получается полное резервирование, как по источникам сигналов так и по узлам связи. Полученная информация через кольцевую сеть формируется на серверах телемеханики КОТМИ-2010 в виде кадров и отправляется через основной и резервный маршрутизаторы в диспетчерские пункты Хакасское РДУ и ОДУ Сибири.

Схема сети СОТИ АССО Абазинской ГЭС позволяет осуществлять полное дублирование по источникам информации, дублирование коммуникационного оборудования, полное дублирование по географически разнесённым каналам связи.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе водно-энергетических расчетов на основе исходных данных по гидрологии и энергосистеме была определена установленная мощность Абазинской ГЭС, которая составила 228 МВт. В соответствии с энергосистемой Хакасской РДУ показана зона работы станции в суточных графиках нагрузки для зимы и лета. В результате расчетов и регулирования стока определена отметка УМО составившая 508,23 м при отметке НПУ – 516,00 м. Полезный объем водохранилища составляет 3,45 км³. Среднеголетняя выработка электроэнергии Учурской ГЭС равна 1,22 млрд. кВт·ч.

На этапе выбора оборудования в качестве основного гидросилового при рассмотрении нескольких вариантов принята к установке турбина ПЛД 50-В60-425 работающая при напорах: максимальный – 49,4 м, минимальный – 38,5 м, расчетный – 41,5 м. Число устанавливаемых агрегатов равно 4. Альтернативным вариантом рассматривалась турбина ПЛ 50-В, но по отсутствию гидрогенератора для турбины её пришлось исключить.

Для выбранной турбины с синхронной частотой вращения 187,5 об/мин был подобран гидрогенератор СВ-660/165–32 зонтичного исполнения с номинальной активной мощностью 57 МВт и полной мощностью $S=71,25$ МВА, с номинальным напряжением генератора $U_g=10,5$ кВ.

Из рассмотренных нескольких вариантов по критерию экономических затрат выбрана структурная электрическая схема с одиночными блоками и принята схема распределительного устройства на напряжение 220 кВ – 2 рабочие системы шин и обходная. Для главной схемы подобрано основное высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ—80000/220, трансформаторы собственных нужд ТСЗЛ-1600/10, генераторный выключатель – элегазовый ВГГ-220, в качестве распределительного устройства выбрано ОРУ-220 кВ.

Вся генерируемая на станции мощность передается по 3 отходящим ЛЭП 220кВ.

Напорный фронт представлен: глухими правобережной грунтовой и левобережной бетонной плотинами, водосливной плотиной, станционной частью. Длина плотины по гребню составляет 598 м, ширина плотины по основанию 42 м, ширина по гребню 20 м. Для пропуска паводков запроектированы 2 поверхностных водосбросных и 2 донных водосбросов. Сопряжение бьефов осуществляется посредством носка трамплина. Для снятия противодействия устроена цементационная завеса глубиной 25,71 м и дренаж глубиной 12,86 м.

Водосливная бетонная плотина была просчитана на прочность и устойчивость. Растягивающие напряжения отсутствуют, а возникающие сжимающие напряжения не превосходят предельно допустимые. Плотина устойчива на сдвиг по основанию с коэффициентом надежности 1,26 для

основного сочетания нагрузок, что больше допустимого для I класса сооружений – 1,25. Анализируя расчётные данные, можно утверждать, что выбранный профиль плотины удовлетворяет условиям прочности и надёжности.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

- себестоимость вырабатываемой электроэнергии – 0,10 руб/кВт·ч;
- чистая прибыль за год составит 7,9 млрд. руб;
- дисконтированный срок окупаемости станции 66 месяцев с начала строительства.

Анализируя, эти данные можно уверенно сказать, что проект экономически эффективен.

В рамках спец. вопроса я составил схему сети сбора и передачи технологической информации в Хакасское РДУ и ОДУ Сибири.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Затева. Е. Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов А. Ю. Александровский. Е. Ю. Затева. Б. И. Силаев. - Саяногорск: СШФ КГТУ. 2008.-114 с.
2. Затева. Е. Ю. Использование водной энергии: методические указания по выполнению курсового и дипломного проектов ' Е. Ю. Затева. - Саяногорск: СШФ СФУ, 2012. - 11 с.
3. Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ ВОСТОКА. [Электронный ресурс] ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» - Режим доступа: <http://so-ups.ru/>
4. Каталог «Гидрогенераторы» [Электронный ресурс] // Научно-производственное объединение ОАО «ЭЛСИБ». - Режим доступа: <http://www.elsib.ru/>.
5. 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.
6. Усов. С.В. Электрическая часть электростанций. Усов С.В. Михалев Б.Н. Черновец А.К.- Энергоатомиздат 2-е издание. 1987. - 617с.
7. Васильев. Ю. С. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть): учебное пособие Ю. С. Васильев. Г. А. Претро. - Ленинград: ЛГТУ. 1991. - 80 с.
8. Типовые строительные конструкции, изделия и узлы серия 1.424.3 - 7. Строительные колонны одноэтажных производственных зданий, оборудованных мостовыми опорными кранами [Электронный ресурс]: ввел: 01.05.1985 // Справочная проектировщика «DWG». - Режим доступа: <http://www.dwg.ru>.
9. Куценов. Д. А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование: учебное пособие для вузов / Д. А. Куценов. И. Ю. Погоняйченко. - Красноярск: С ФУ. 2007. - 232 с.
10. 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.
11. Каталог «Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения класса напряжения 220кВ»

[Электронный ресурс] ООО «Гольяттинский трансформатор». - Режим доступа: <http://www.transformator.com>

12. Каталог трансформаторов «СВЭЛ» [Электронный ресурс] // «СВЭЛ». - Режим доступа: <http://www.svel.ru>

13. 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.

14. Толстихина Л. В. Параметры электрооборудования и режимы энергетических систем в примерах и иллюстрациях: учебное пособие для практических занятий Л. В. Толстихина. - Саяногорск: Сибирский федеральный университет: Саяно-Шушенский филиал. 2010. - 180 с.

15. Каталог «Генераторные выключатели и трансформаторы тока» [Электронный ресурс] ОАО ВО «ЭЛЕКТРОАППАРАТ». - Режим доступа: <http://www.ea.spb.ru/>

16. Правила устройства электроустановок: изд. 7. - Москва: ДЕАН. 2013.-706 с.

17. Каталог «Ограничители перенапряжений б - 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. СТО 173302S2.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. - Введ. 30.07.2008. - Москва: ОАО РАО «ЕЭС России». 2008. - 24 с.

20. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. - Введ. 01.01.2013 - Москва: ОАО ЦПП. 2012.-40 с.

21. 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.

22. СП 39.13330.2012 Плотины из грунтовых материалов. Актуализированная редакция СНиП 2.06.05-84*. - Введ. 01.01.2013 - Москва: ОАО ЦПП. 2011.-80 с.

23. Чугаев.Р.Р. Гидравлика Р.Р.Чугаев. -Ленинград: Энергоиздат. 1982. - 672с.

24. 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.

25. Киселёв П.Г. Справочник по гидравлическим расчётам. Под редакцией П.Г. Киселёва. Изд. 4-е. перераб. И доп. М. «Энергия». 1972. 312 с. С ил.
26. СП 41.13330.2012 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.06.05-87. - Введ. 01.01.2013 - Москва: ОАО ЦПП. 2012. - 69 с.
27. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. - Введ. 20.05.2011 - Москва: ОАО ЦПП. 2011.-111 с.
28. Каталог «Релейные защиты генерирующего оборудования» [Электронный ресурс] ООО НПП «ЭКРА». - Режим доступа: <http://www.ekra.ru/>
29. Каталог «Трансформаторы» [Электронный ресурс] ООО «НТТ-ИК». - Режим доступа: <http://www.ntt-trafo.ru/>
30. СТО РусГидро 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 30.07.2012. – Москва: Некоммерческое партнерство «Гидроэнергетика России», Ассоциация «Гидропроект», 2012. – 296 с.
31. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для сред.проф.образования. – М.: Издательский центр «Академия», 2005
32. 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.
33. 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.
34. СТО 59012820.27.010.003-2015 Правила отображения технологической информации.
35. ГОСТ 3.1129-93 ЕСТД. Общие правила записи технологической информации в технологических документах на технологические процессы и операции.
36. Приложение 3 к Регламенту допуска к торговой системе оптового рынка.
37. Приложение к письму ОАО «СО ЕЭС» от 14.04.2016 №СШГЭС/95-17/1454.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Данные водно-энергетических расчётов

Таблица А.1 – Ряд гидрологических наблюдений за рекой Абакан за период 1940 – 1989 гг.

Расходы в кубических метрах в секунду

№	годы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Qср.год.
1	1940	41	36	32	201	580	917	428	381	324	309	198	62	292
2	1941	47	44	37	201	559	924	537	490	415	364	237	64	327
3	1942	43	40	42	150	819	1291	412	362	431	350	161	65	347
4	1943	39	32	29	138	722	561	464	451	386	290	151	52	276
5	1944	41	33	27	105	932	869	407	392	310	305	133	61	301
6	1945	48	46	42	149	647	1033	701	537	430	360	165	68	352
7	1946	44	36	32	343	1041	714	498	518	413	400	200	67	359
8	1947	45	49	45	321	1001	1211	671	521	496	432	218	88	425
9	1948	34	25	21	192	850	634	570	418	339	300	148	51	299
10	1949	47	41	41	157	699	680	477	362	388	306	151	72	285
11	1950	46	40	35	135	1034	1105	595	529	409	380	172	59	378
12	1951	36	31	27	203	695	715	539	433	320	291	132	57	290
13	1952	33	27	26	155	650	563	337	282	281	230	96	50	228
14	1953	40	28	24	272	730	680	423	449	406	306	116	59	294
15	1954	42	34	29	140	556	438	314	311	281	231	121	66	214
16	1955	42	35	29	311	646	709	478	459	501	355	148	56	314
17	1956	41	38	36	170	843	528	370	417	454	292	117	67	281
18	1957	52	46	34	311	951	1351	701	561	491	440	211	71	435
19	1958	46	47	40	124	765	598	488	445	430	298	144	63	291
20	1959	43	37	32	118	890	776	388	327	422	299	121	61	293
21	1960	41	39	33	130	1023	717	388	410	373	305	131	53	304
22	1961	53	52	41	245	805	1401	712	512	416	406	144	78	405
23	1962	41	31	27	101	830	647	425	404	309	271	93	57	270
24	1963	37	26	24	126	515	769	570	478	390	288	165	51	287
25	1964	39	32	26	132	840	1341	483	390	378	352	139	48	350
26	1965	57	29	20	124	745	685	428	349	408	304	139	50	278
27	1966	42	36	29	130	614	742	322	350	416	296	142	57	265
28	1967	34	29	27	148	753	820	459	376	287	281	92	59	280
29	1968	43	37	36	152	752	924	505	338	344	300	89	67	299
30	1969	46	47	40	292	767	741	516	532	491	340	99	62	331
31	1970	46	44	45	212	817	806	497	398	389	321	156	66	316
32	1971	66	48	45	156	939	648	786	640	448	370	129	77	363
33	1972	47	39	30	144	669	715	470	357	316	271	117	56	269
34	1973	56	57	55	225	421	491	342	316	353	229	108	68	227
35	1974	52	43	43	169	949	616	93	340	392	282	163	67	267
36	1975	44	37	52	270	1046	1291	564	521	440	406	107	71	404
37	1976	58	43	47	290	875	618	490	522	364	320	108	77	318

Продолжение таблицы А.1

№	годы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Ср.год.
38	1977	38	30	28	210	709	1171	806	645	452	386	66	63	384
39	1978	53	19	10	249	986	883	865	562	428	390	151	60	388
40	1979	46	45	48	237	895	852	654	589	432	365	123	61	362
41	1980	46	43	41	331	1221	1101	956	765	562	490	217	58	486
42	1981	34	32	39	165	715	722	549	373	319	290	89	47	281
43	1982	22	22	21	310	899	1097	654	548	422	390	155	57	383
44	1983	33	48	33	232	750	1371	658	665	458	408	151	62	406
45	1984	47	34	30	176	904	855	421	341	340	310	151	74	307
46	1985	36	22	20	221	672	559	402	407	345	280	120	64	262
47	1986	37	17	11	164	824	1041	569	478	368	360	228	89	349
48	1987	22	32	26	125	854	719	563	482	367	310	145	51	308
49	1988	51	48	39	187	975	609	548	439	374	356	205	38	322
50	1989	46	44	47	351	1075	747	698	527	479	395	211	82	392

Таблица А.2 – Расчёт интегральной кривой нагрузки

Зимние сутки				Летние сутки			
час	P	мощность	выработка	час	P	мощность	выработка
0	3420	76	76	0	2039	0	0
1	3344	149	222	1	2025	2	4
2	3271	218	429	2	2058	8	22
3	3202	253	569	3	2134	9	26
4	3167	347	1039	4	2223	12	41
5	3073	350	1057	5	2321	16	65
6	3070	402	1421	6	2396	19	86
7	3018	431	1653	7	2402	19	86
8	2989	435	1689	8	2392	28	167
9	2985	473	2069	9	2395	32	207
10	2947	504	2410	10	2385	41	306
11	2916	508	2458	11	2404	53	450
12	2912	576	3342	12	2404	60	541
13	2844	606	3762	13	2385	83	863
14	2814	670	4722	14	2376	148	1838
15	2750	705	5282	15	2363	181	2366
16	2715	982	9991	16	2351	254	3607
17	2438	1088	11899	17	2372	270	3895
18	2332	1101	12146	18	2388	313	4712
19	2319	1118	12486	19	2344	341	5272
20	2302	1199	14187	20	2256	346	5377
21	2221	1242	15133	21	2150	365	5795
22	2178	1463	20216	22	2091	379	6117
23	1957	3420	67184	23	2063	2404	54717

Таблица А.3 – Режим работы без регулирования и с учётом ВХК

построение баланса энергии												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q,быт(90%)	42	36	29	130	614	742	350	322	311	296	142	57
Q, испар	0	0	0	0	1	1	2	1	1	1	1	0
Q, льда	1	1	1	-3	-3					1	1	1
Q, фильтр	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Q, шлюз	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Сумм	3	3	3	-1	0	3	4	3	3	4	4	3
Qполез	39	33	26	131	614	739	346	319	308	292	138	54
ограничения по водохозяйственному комплексу (ВХК)												
2028	119	119	119	119	239	239	239	239	239	119	119	119
режим работы по водотоку												
Zвб	516,00	516,00	516,00	516,00	516,00	516,00	516,00	516,00	516,00	516,00	516,00	516,00
Zнб	464,19	464,16	464,13	464,50	466,28	466,73	465,31	465,21	465,17	465,38	464,66	464,26
H	49,51	49,54	49,57	49,20	47,42	46,97	48,39	48,49	48,53	48,32	49,04	49,44
N	16	14	58	129	244	291	140	130	125	119	28	23
режим работы по вхк												
Zвб	516,00	516,00	516,00	516,00	516,00	516,00	516,00	516,00	516,00	516,00	516,00	516,00
Zнб	464,57	464,57	464,57	464,46	464,91	464,91	464,91	464,91	464,91	464,57	464,57	464,57
H	49,13	49,13	49,13	49,24	48,79	48,79	48,79	48,79	48,79	49,13	49,13	49,13
Nвхк	49	49	49	49	98	98	98	98	98	49	49	49
Nбыт-Nвхк	-33	-35	9	80	146	193	43	32	28	69	-21	-27

Таблица А.4 – Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году

Месяц	Расходы								Объёмы водохранилища		
	Qбыт	потери			Qнб	Qвхк	Qводохр	Qгэс	Vнач	dV	Vконечн
		ф	исп	лёд							
ноябрь	138	2	0	1	294	119	154	292	14,00	0,40	13,60
декабрь	54	2	0	1	429	119	373	427	13,60	0,97	12,63
январь	39	2	0	1	452	119	411	450	12,63	1,07	11,57
февраль	33	2	0	-3	336	119	301	334	11,57	0,78	10,79
март	26	2	1	-3	119	119	91	117	10,79	0,24	10,55
апрель	131	2	1		119	119	-14	117	10,55	-0,04	10,59
май	614	2	2		239	239	-377	237	10,59	-0,98	11,57
июнь	739	2	1		239	239	-502	237	11,57	-1,30	12,87
июль	346	2	1		239	239	-109	237	12,87	-0,28	13,15
август	319	2	1	1	239	239	-82	237	13,15	-0,21	13,36
сентябрь	308	2	1	1	239	239	-71	237	13,36	-0,18	13,55
октябрь	292	2	0	1	119	119	-175	117	13,55	-0,45	14,00

Окончание таблицы А.4

Месяц	Уровни				Напор	Мощность	
	ВБ			НБ		Нгэс	Нгар
	Знач	Зкон	Зср	Знб			
ноябрь	516,00	515,00	515,50	465,89	50	142	142
декабрь	515,00	512,74	513,87	466,75	47	197	197
январь	512,74	510,42	511,58	466,89	45	197	197
февраль	510,42	508,74	509,58	466,15	43	142	142
март	508,74	508,23	508,48	464,76	44	50	по вхк
апрель	508,23	508,31	508,27	464,57	44	50	по вхк
май	508,31	510,41	509,36	465,13	44	103	по вхк
июнь	510,41	513,27	511,84	465,13	47	109	по вхк
июль	513,27	513,92	513,59	465,13	48	113	по вхк
август	513,92	514,42	514,17	465,13	49	114	по вхк
сентябрь	514,42	514,86	514,64	465,13	50	115	по вхк
октябрь	514,86	516,00	515,43	464,76	51	58	по вхк

Таблица А.5 – Сработка-наполнение водохранилища в средневодном году

Месяц	Расходы								Объёмы водохранилища		
	Qбыт	потери			Qнб	Qвхк	Qводохр	Qгэс	Vнач	dV	Vконечн
		ф	исп	лёд							
ноябрь	147	2	0	1	449	119	300	447	14,00	0,78	13,22
декабрь	71	2	0	1	473	119	400	471	13,22	1,04	12,19
январь	44	2	0	1	246	119	200	244	12,19	0,52	11,67
февраль	31	2	0	-3	335	119	302	333	11,67	0,78	10,88
март	27	2	1	-3	156	119	127	154	10,88	0,33	10,56
апрель	177	2	1		121	119	-58	119	10,56	-0,15	10,71
май	904	2	2		536	239	-370	534	10,71	-0,96	11,66
июнь	852	2	1		353	239	-501	351	11,66	-1,30	12,96
июль	417	2	1		299	239	-120	297	12,96	-0,31	13,27

Продолжение таблицы А.5

Месяц	Расходы								Объёмы водохранилища		
	Qбыт	потери			Qнб	Qвхк	Qводохр	Qгэс	Vнач	dV	Vконечн
		ф	исп	лёд							
август	399	2	1	1	272	239	-129	270	13,27	-0,33	13,61
сентябрь	338	2	1	1	290	239	-50	288	13,61	-0,13	13,74
октябрь	306	2	0	1	207	119	-101	205	13,74	-0,26	14,00

Окончание таблицы А.5

Месяц	Уровни				Напор	Мощность
	ВБ			НБ	Н гэс	Н гэс
	Zнач	Zкон	Zср	Zнб		
ноябрь	516,00	514,09	515,04	466,87	48	211
декабрь	514,09	511,75	512,92	467,02	46	212
январь	511,75	510,63	511,19	465,58	46	109
февраль	510,63	508,95	509,79	466,15	44	143
март	508,95	508,23	508,59	465,00	44	66
апрель	508,23	508,56	508,40	464,58	44	51
май	508,56	510,63	509,59	466,48	43	226
июнь	510,63	513,49	512,06	465,66	46	160
июль	513,49	514,21	513,85	465,41	48	141
август	514,21	515,02	514,61	465,28	49	131
сентябрь	515,02	515,34	515,18	465,37	50	141
октябрь	515,34	516,00	515,67	465,33	50	101

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Данные по основному и вспомогательному оборудованию

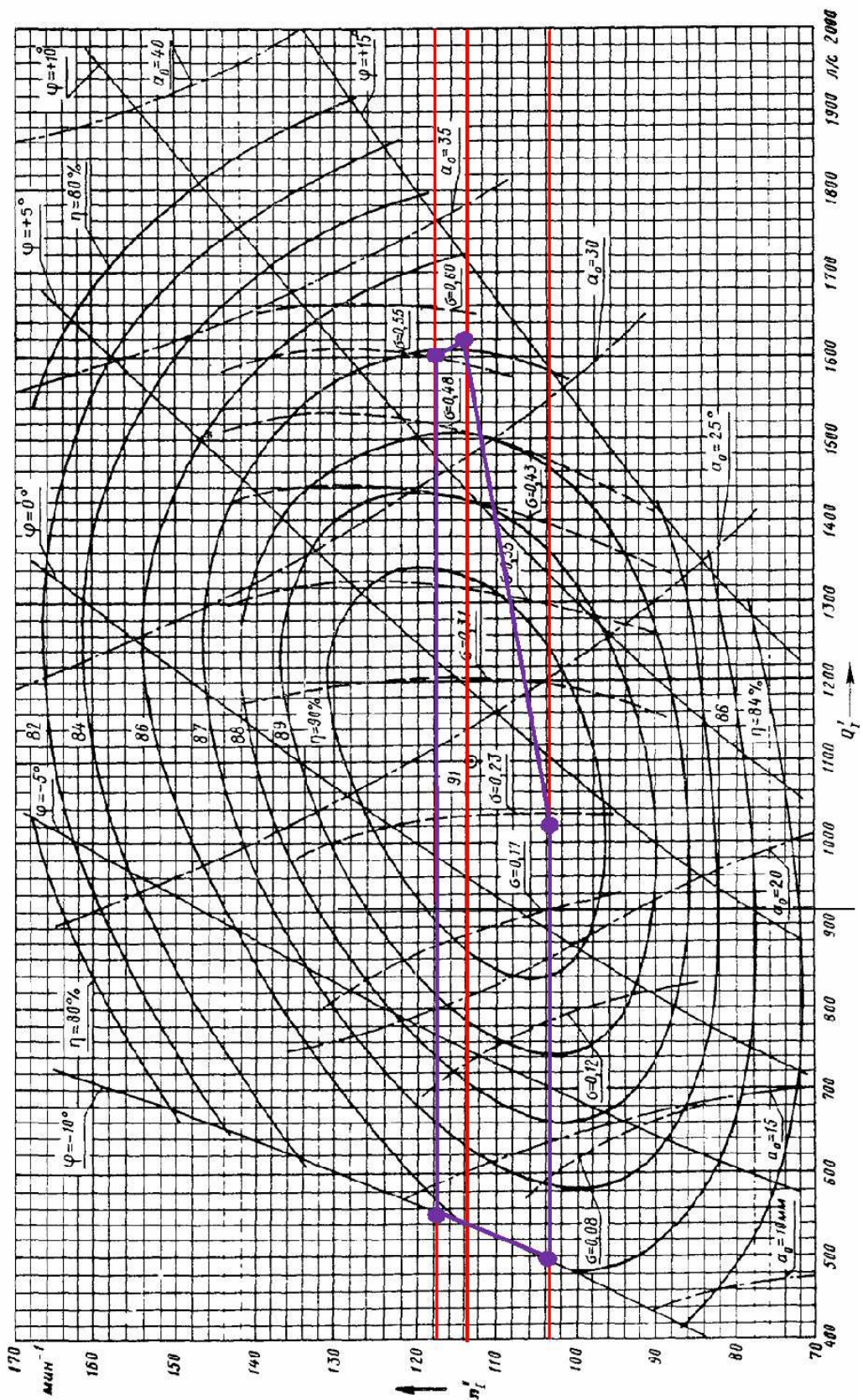


Рисунок Б.1 – Зона работы ПЛД50 – В – 425

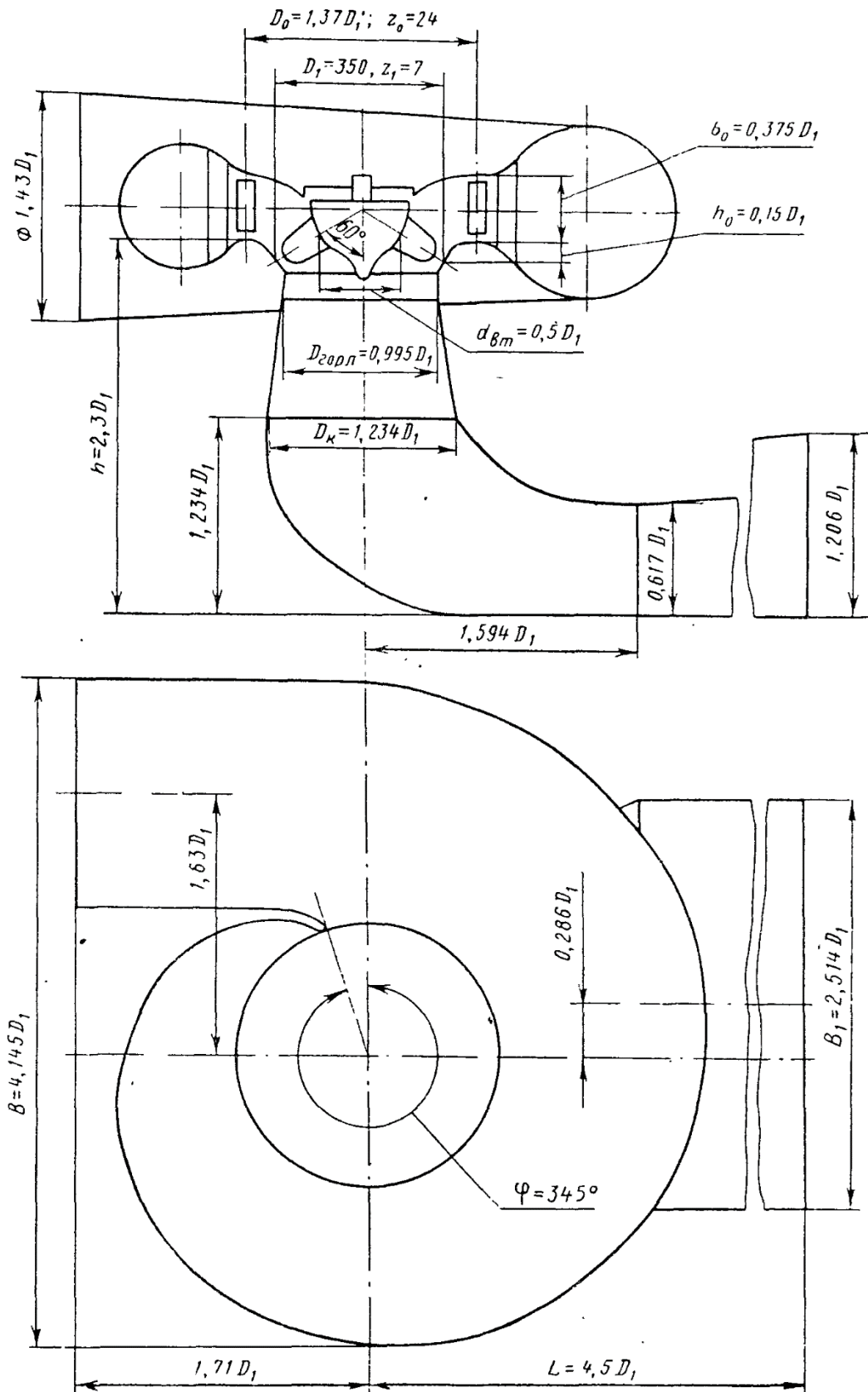


Рисунок Б.2 – Зона работы ПЛД50 – В – 425

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Релейная защита и автоматика

Таблица В.1 – Уставки зашит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{CP.O}$	$0,15 \cdot I_H$	0,59 А	
		Коэффициент торможения, K_T	0,3	-	
		Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,5 \cdot I_H$	1,96 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	5,88 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	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,27 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,19 \cdot I_H$	0,74 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$0,141 \cdot I_H$	0,55 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	4,19 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	4,3 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,224 \cdot I_{НОМ}$	4,80 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,079	0,122 Ом
		2 ступень	Z_{II}	0,35	0,54 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_p СИГН.$	$1,07 \cdot I_{НОМ.P}$	0,77 А
		ПО	$I_p ПУСК.$	$1,1 \cdot I_{НОМ.P}$	0,80 А
		Отсечка	$I_p ПУСК.$	$2,19 \cdot I_{НОМ.P}$	1,58 А

Продолжение приложения В

Таблица В.2 – Матрица отключений защит

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

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Спец. вопрос

Таблица Г.1 – данные телеизмерения

№ п.п.	Диспетчерское наименование	Данные, передаваемые в ХРДУ	Тип ASDU	Адрес ОИ	примечание
1	Гидроагрегат №1	Ia, Г1	36	1	
2		Ib, Г1	36	2	
3		Ic, Г1	36	3	
4		Uab, Г1	36	4	
5		Ubc, Г1	36	5	
6		Uac, Г1	36	6	
7		Мощность активная, Г1	36	7	
8		Мощность реактивная, Г1	36	8	
9		Частота, Г1	36	9	
10	Гидроагрегат №2	Ia, Г2	36	10	
11		Ib, Г2	36	11	
12		Ic, Г2	36	12	
13		Uab, Г2	36	13	
14		Ubc, Г2	36	14	
15		Uac, Г2	36	15	
16		Мощность активная, Г2	36	16	
17		Мощность реактивная, Г2	36	17	
18		Частота, Г2	36	18	
19	Гидроагрегат №3	Ia, Г3	36	19	
20		Ib, Г3	36	20	
21		Ic, Г3	36	21	
22		Uab, Г3	36	22	
23		Ubc, Г3	36	23	
24		Uac, Г3	36	24	
25		Мощность активная, Г3	36	25	
26		Мощность реактивная, Г3	36	26	
27		Частота, Г3	36	27	
28	Гидроагрегат №4	Ia, Г4	36	28	
29		Ib, Г4	36	29	
30		Ic, Г4	36	30	
31		Uab, Г4	36	31	
32		Ubc, Г4	36	32	
33		Uac, Г4	36	33	
34		Мощность активная, Г4	36	34	
35		Мощность реактивная, Г4	36	35	
36		Частота, Г4	36	36	
37	КВЛ 200 кВ Абазинская ГЭС - Абаза №1	Ia, ВЛ 541	36	37	
38		Ib, ВЛ 541	36	38	
39		Ic, ВЛ 541	36	39	
40		Uab, ВЛ 541	36	40	
41		Ubc, ВЛ 541	36	41	
42		Uac, ВЛ 541	36	42	
43		Рсум, ВЛ 541	36	43	
44		Qсум, ВЛ 541	36	44	
45		F, ВЛ 541	36	45	

Продолжение таблицы Г.1

№ п.п.	Диспетчерское наименование	Данные, передаваемые в ХРДУ	Тип ASDU	Адрес ОИ	примечание
44	Диспетчерское наименование	Qсум, ВЛ 541	36	44	
45		F, ВЛ 541	36	45	
46	КВЛ 200 кВ Абазинская ГЭС - Абаза №2	Ia, ВЛ 542	36	46	
47		Ib, ВЛ 542	36	47	
48		Ic, ВЛ 542	36	48	
49		Uab, ВЛ 542	36	49	
50		Ubc, ВЛ 542	36	50	
51		Uac, ВЛ 542	36	51	
52		Pсум, ВЛ 542	36	52	
53		Qсум, ВЛ 542	36	53	
54		F, ВЛ 542	36	54	
55		КВЛ 200 кВ Абазинская ГЭС - Абаза №3	Ia, ВЛ 543	36	55
56	Ib, ВЛ 543		36	56	
57	Ic, ВЛ 543		36	57	
58	Uab, ВЛ 543		36	58	
59	Ubc, ВЛ 543		36	59	
60	Uac, ВЛ 543		36	60	
61	Pсум, ВЛ 543		36	61	
62	Qсум, ВЛ 543		36	62	
63	F, ВЛ 543	36	63		
64		Уровень верхнего бьефа	36	64	
65		Уровень нижнего бьефа	36	65	
66		Температура воздуха	36	66	
67		Суммарная активная мощность СШГЭС	36	67	
68		Суммарная реактивная мощность СШГЭС	36	68	
69		Расход воды через ГА СШГЭС	36	69	
70		Расход воды через водосбросы	36	70	
71	шины 1СШ	Ua, C1-1	36	71	
72		Ub, C1-1	36	72	
73		Uc, C1-1	36	73	
74		Uab, C1-1	36	74	
75		Ubc, C1-1	36	75	
76		Uca, C1-1	36	76	
77		F, C1-1	36	77	
78	шины 2СШ	Ua, C1-2	36	78	
79		Ub, C1-2	36	79	
80		Uc, C1-2	36	80	
81		Uab, C1-2	36	81	
82		Ubc, C1-2	36	82	
83		Uca, C1-2	36	83	
84		F, C1-2	36	84	
85	шины ОСШ	Ua, C2-1	36	85	
86		Ub, C2-1	36	86	
87		Uc, C2-1	36	87	
88		Uab, C2-1	36	88	
89		Ubc, C2-1	36	89	
90		Uca, C2-1	36	90	
91		F, C2-1	36	91	

Продолжение таблицы Г.1

92	КЛ – Т1	Ia	36	92	
93		Ib	36	93	
94		Ic	36	94	
95	Т1	Ib, Т1	36	95	кА
96		Рсум, Т1	36	96	МВт
97		Qсум, Т1	36	97	МВАр
98	Т2	Ib, Т2	36	98	кА
99		Рсум, Т2	36	99	МВт
100		Qсум, Т2	36	100	МВАр
101	Т3	Ib, Т3	36	101	кА
102		Рсум, Т3	36	102	МВт
103		Qсум, Т3	36	103	МВАр
104	Т4	Ib, Т4	36	104	кА
105		Рсум, Т4	36	105	МВт
106		Qсум, Т4	36	106	МВАр
107	ОВ	Рсум, В-С1	36	107	МВт
108		Qсум, В-С1	36	108	МВАр
109		Ia, В-С1	36	109	А
110		Ib, В-С1	36	110	А
111		Ic, В-С1	36	111	А
112	ШСВ 220	Рсум, В-С1	36	112	МВт
113		Qсум, В-С1	36	113	МВАр
114		Ia, В-С1	36	114	А
115		Ib, В-С1	36	115	А
116		Ic, В-С1	36	116	А

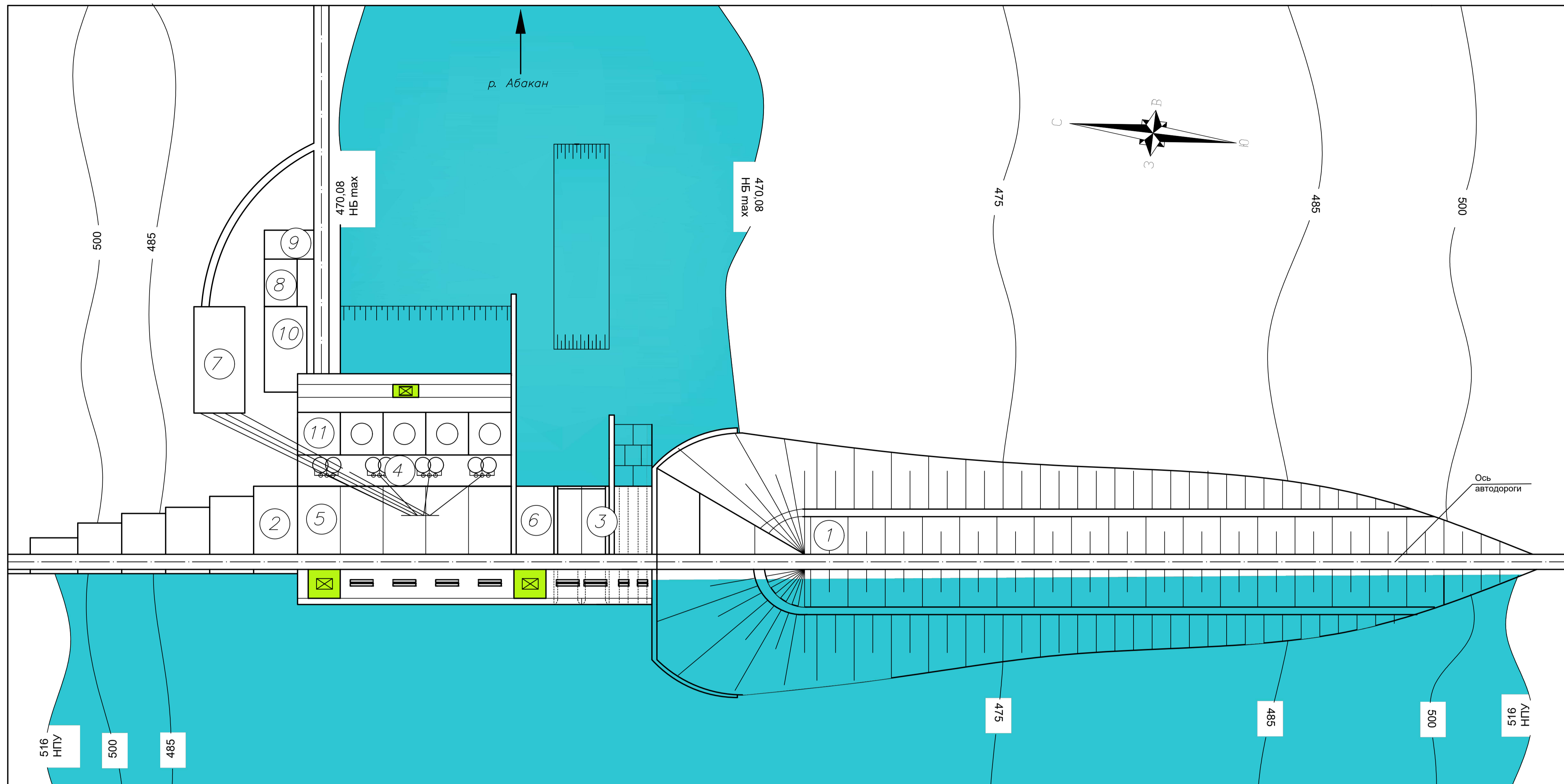
Таблица Г.2 – данные телесигнализации

№ п.п.	Диспетчерское наименование	Данные, передаваемые в ХРДУ	Тип ASDU	Адрес ОИ
1	В-Г1	положение выключателя	30	117
2	В-Г2	положение выключателя	30	118
3	В-Г3	положение выключателя	30	119
4	В-Г4	положение выключателя	30	120
5	Г1	генераторный режим (гидроагрегат в сети)	30	121
6	Г2	генераторный режим (гидроагрегат в сети)	30	122
7	Г3	генераторный режим (гидроагрегат в сети)	30	123
8	Г4	генераторный режим (гидроагрегат в сети)	30	124
9	ЛР Г-1	положение разъединителя	30	125
10	ЛР Г-2	положение разъединителя	30	126
11	ЛР Г-3	положение разъединителя	30	127
12	ЛР Г-4	положение разъединителя	30	128
13	РТН-1 220	положение разъединителя	30	129
14	РТН-2 220	положение разъединителя	30	130
15	ШР-2 220 ШСВ	положение разъединителя	30	131
16	ШР-1 220 ШСВ	положение разъединителя	30	132
17	ШСВ 220	положение выключателя	30	133
18	ШР1 220 Абаза №1	положение разъединителя	30	134
19	ШР2 220 Абаза №1	положение разъединителя	30	135
20	В 220 Абаза №1	положение выключателя	30	136
21	ЛР 220 Абаза №1	положение разъединителя	30	137

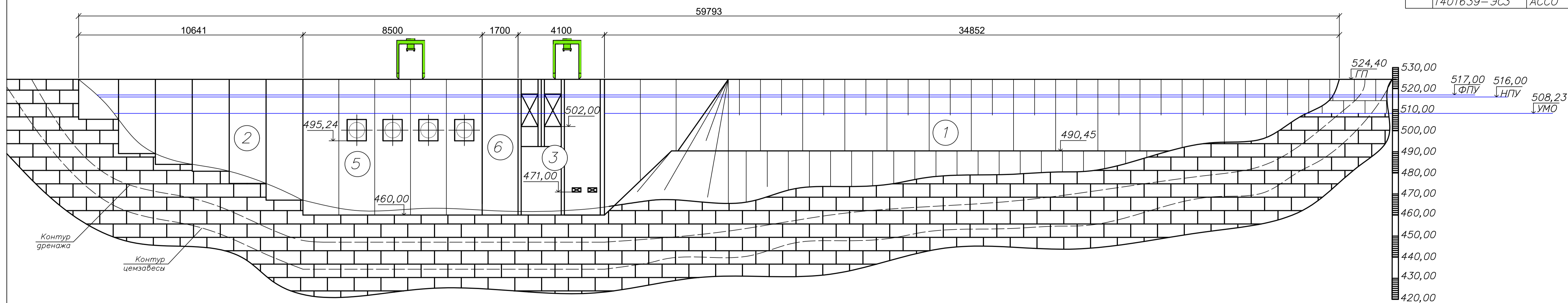
Продолжение таблицы Г.2

22	ОР 220 Абаза №1	положение разъединителя	30	138
23	Р ТН-1 220 Абаза №1	положение разъединителя	30	139
24	Р ТН-2 220 Абаза №1	положение разъединителя	30	140
25	ШР-1 220 Т-1	положение разъединителя	30	141
26	ШР-2 220 Т-1	положение разъединителя	30	142
27	В-2 220 Т-1	положение выключателя	30	143
28	ТР1 220 Т-1	положение разъединителя	30	144
29	ОР 220 Т-1	положение разъединителя	30	145
30	ШР1 220 Абаза №2	положение разъединителя	30	146
31	ШР2 220 Абаза №2	положение разъединителя	30	147
32	В 220 Абаза №2	положение выключателя	30	148
33	ЛР 220 Абаза №2	положение разъединителя	30	149
34	ОР 220 Абаза №2	положение разъединителя	30	150
35	Р ТН-1 220 Абаза №2	положение разъединителя	30	151
36	Р ТН-2 220 Абаза №2	положение разъединителя	30	152
37	ШР-1 220 Т-2	положение разъединителя	30	153
38	ШР-2 220 Т-2	положение разъединителя	30	154
39	В-2 220 Т-2	положение выключателя	30	155
40	ТР2 220 Т-2	положение разъединителя	30	156
41	ОР 220 Т-2	положение разъединителя	30	157
42	ШР-1 220 ОВ	положение разъединителя	30	158
43	ШР-2 220 ОВ	положение разъединителя	30	159
44	ОВ 220	положение выключателя	30	160
45	ОР 220 ОВ	положение разъединителя	30	161
46	ШР1 220 Абаза №3	положение разъединителя	30	162
47	ШР2 220 Абаза №3	положение разъединителя	30	163
48	В 220 Абаза №3	положение выключателя	30	164
49	ЛР 220 Абаза №3	положение разъединителя	30	165
50	ОР 220 Абаза №3	положение разъединителя	30	166
51	Р ТН-1 220 Абаза №3	положение разъединителя	30	167
52	Р ТН-2 220 Абаза №3	положение разъединителя	30	168
53	ШР1 220 Абаза №3	положение разъединителя	30	169
54	ШР2 220 Абаза №3	положение разъединителя	30	170
55	В 220 Абаза №3	положение выключателя	30	171
56	ЛР 220 Абаза №3	положение разъединителя	30	172
57	ОР 220 Абаза №3	положение разъединителя	30	173
58	ШР-1 220 Т-3	положение разъединителя	30	174
59	ШР-2 220 Т-3	положение разъединителя	30	175
60	В-3 220 Т-3	положение выключателя	30	176
61	ТР3 220 Т-3	положение разъединителя	30	177
62	ОР 220 Т-3	положение разъединителя	30	178
63	ШР-1 220 Т-4	положение разъединителя	30	179
64	ШР-2 220 Т-4	положение разъединителя	30	180
65	В-4 220 Т-4	положение выключателя	30	181
66	ТР4 220 Т-4	положение разъединителя	30	182
67	ОР 220 Т-4	положение разъединителя	30	183
68	РТН ОСШ 220	положение разъединителя	30	184
69	Р-РТСН	положение разъединителя	30	185

Генеральный план Абазинской ГЭС на реке Абакан М 1:1000



Вид с верхнего бьефа



Экспликация

№	Наименование
1	Правобережная глухая грунтовая плотина
2	Левобережная глухая бетонная плотина
3	Бетонная водосбросная плотина
4	Трансформаторная площадка
5	Станционная часть плотины
6	Бетонная центральная глухая плотина
7	Распределительное устройство
8	Административное здание
9	Парковка
10	Производственные помещения
11	Монтажная площадка

Ведомость состава проекта

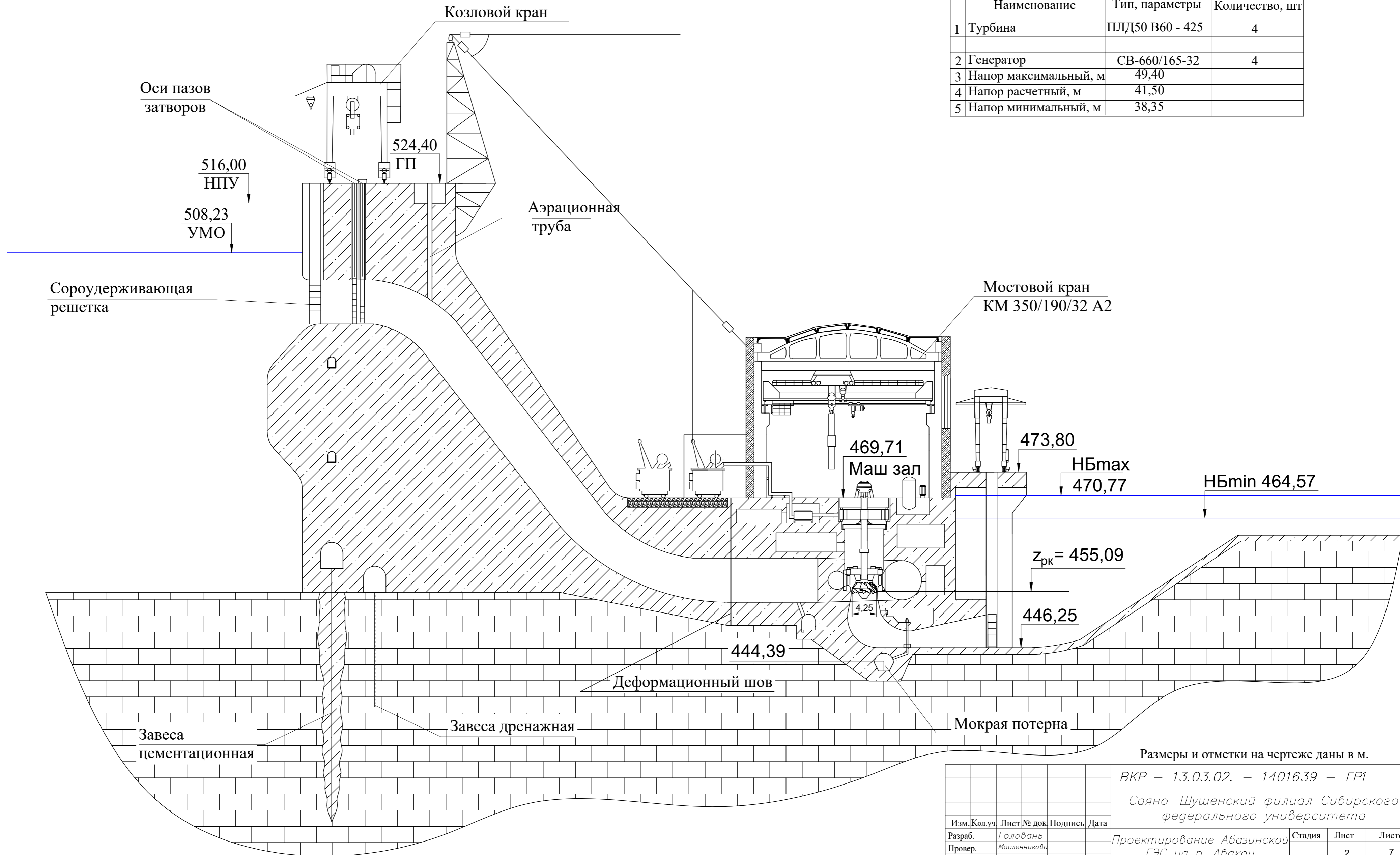
№	Обозначение	Наименование
1	ВКР-13.03.02-1401639-ГП	Генеральный план. Вид с верхнего бьефа. Ведомость состава проекта.
2	ВКР-13.03.02-1401639-ГР1	Поперечный разрез здания ГЭС.
3	ВКР-13.03.02-1401639-ГР2	Поперечный разрез по водосливной плотине.
4	ВКР-13.03.02-1401639-РР	Эпюры напряжений и нагрузки
5	ВКР-13.03.02-1401639-ЭС1	Главная электрическая схема
6	ВКР-13.03.02-1401639-ЭС2	Схема защиты синхронного ГГ СВ-660/165-32
7	ВКР-13.03.02-1401639-ЭС3	Структурная схема сети СОТИ АССО

Размеры на чертеже даны в см.
Отметки на чертеже даны в м.

				ВКР - 13.03.02. - 1401639 - ГП		
				Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	
Разраб.		Голованов				
Провер.		Лыбина				
Т.контр.		Волошин				
Н.контр.						
				Проектирование Абазинской ГЭС на р. Абакан		Стадия
				Генеральный план. Вид с верхнего бьефа		Лист
						Листов
						1 7
						ГГЭС, 2018
						Формат А1

Разрез по стационарной части и зданию ГЭС
1:400

Основные характеристики гидросилового
оборудования



	Наименование	Тип, параметры	Количество, шт
1	Турбина	ПЛД50 В60 - 425	4
2	Генератор	СВ-660/165-32	4
3	Напор максимальный, м	49,40	
4	Напор расчетный, м	41,50	
5	Напор минимальный, м	38,35	

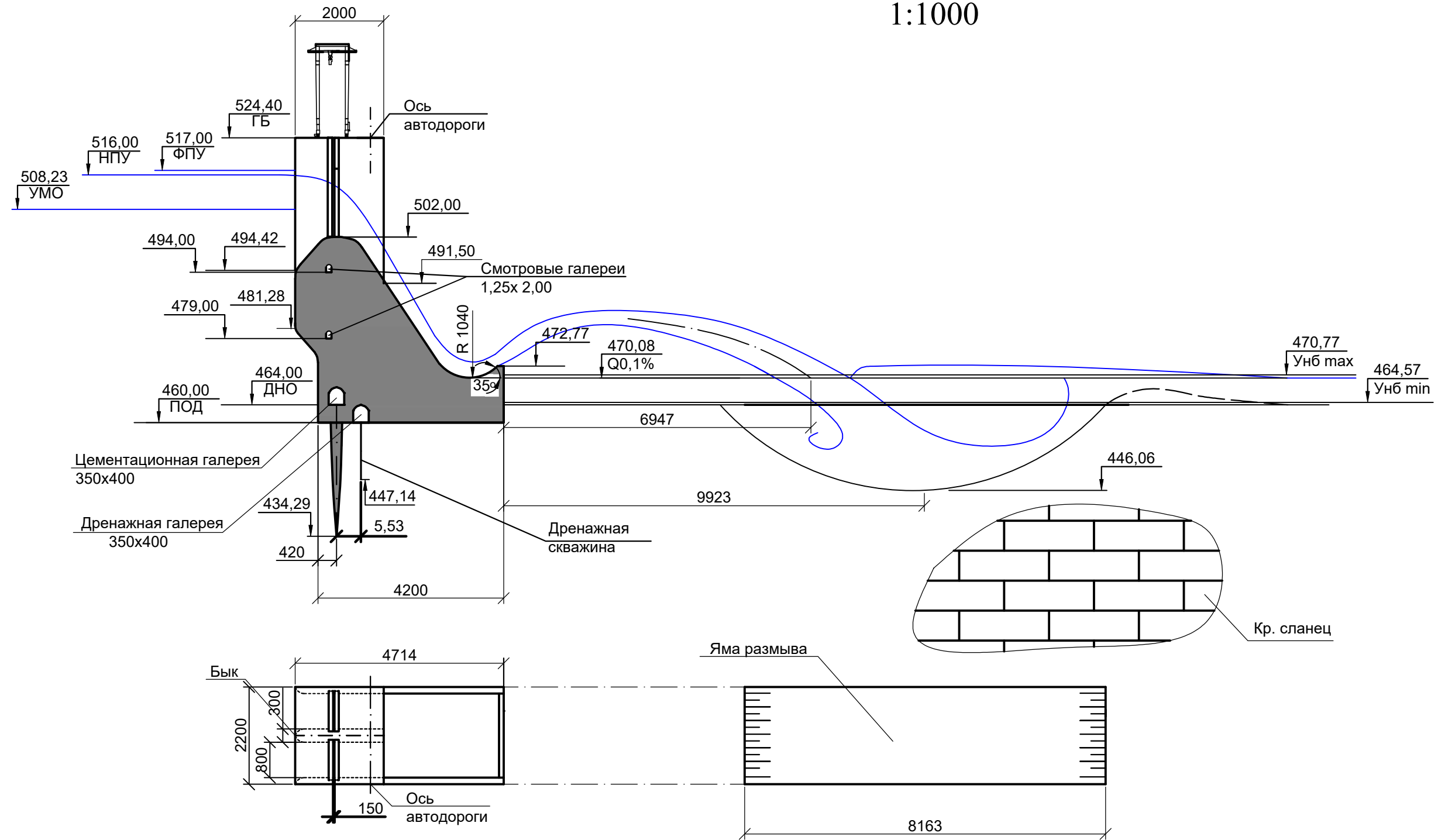
Размеры и отметки на чертеже даны в м.

ВКР - 13.03.02. - 1401639 - ГР1

Саяно-Шушенский филиал Сибирского
федерального университета

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Головань				Проектирование Абазинской ГЭС на р. Абакан	2	7
Провер.		Масленникова						
Т.контр.		Волошин						
Н.контр.						Поперечный разрез здания ГЭС		
Утв.								ГГЭЭС, 2018

Разрез водосливной плотины 1:1000

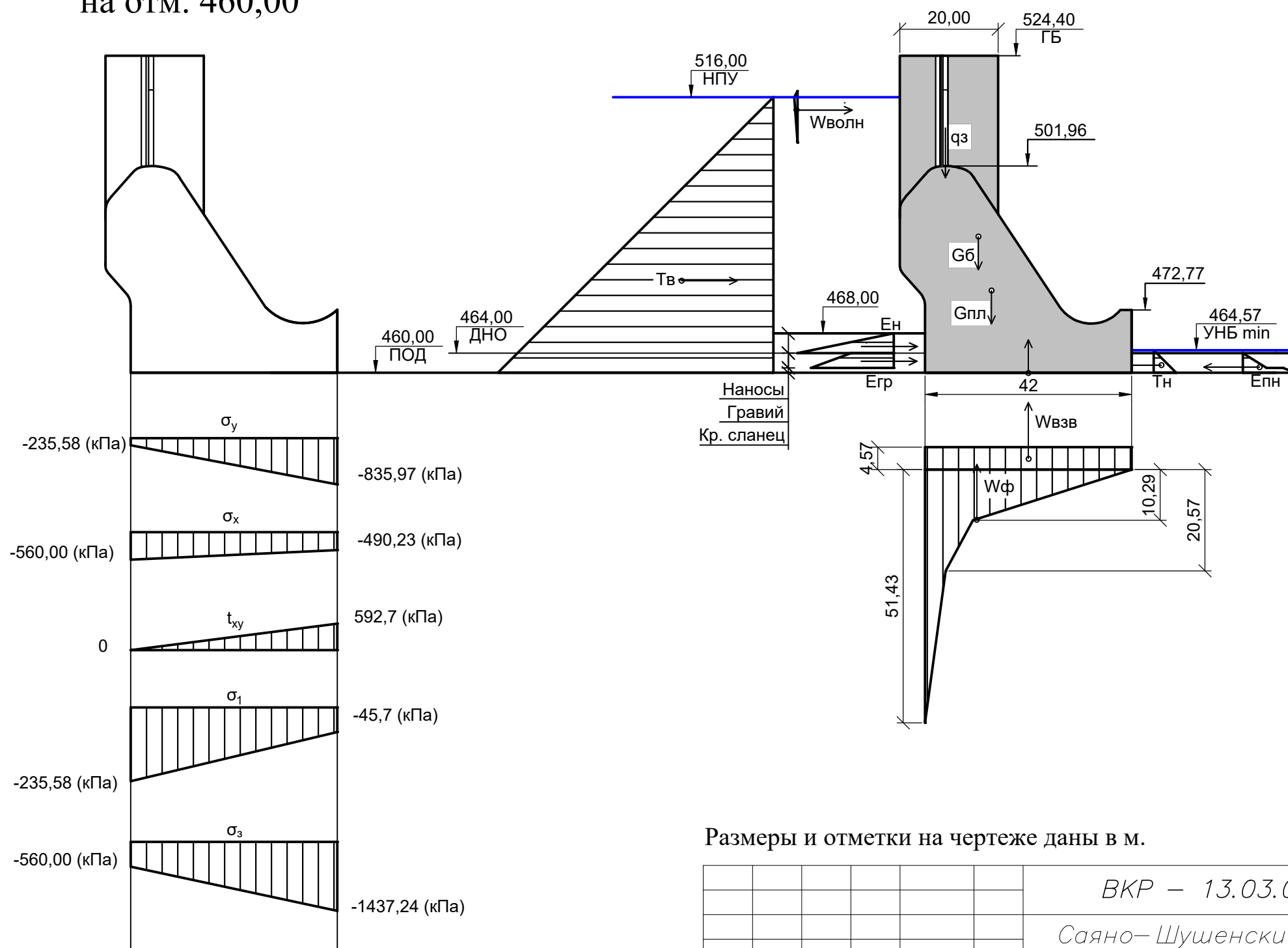


Размеры на чертеже даны в см.
Отметки на чертеже даны в м.

ВКР – 13.03.02. – 1401639 – ГР2					
Саяно–Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.		Головань			
Провер.		Лыбина			
Т.контр.		Волошин			
Н.контр.					
Утв.					
Проектирование Абазинской ГЭС на р. Абакан				Стадия	Лист
					7
Поперечный разрез по водосливной плотине				ГГЭЭС, 2018	

Сбор нагрузок, воздействующих на водосливную плотину 1:1000

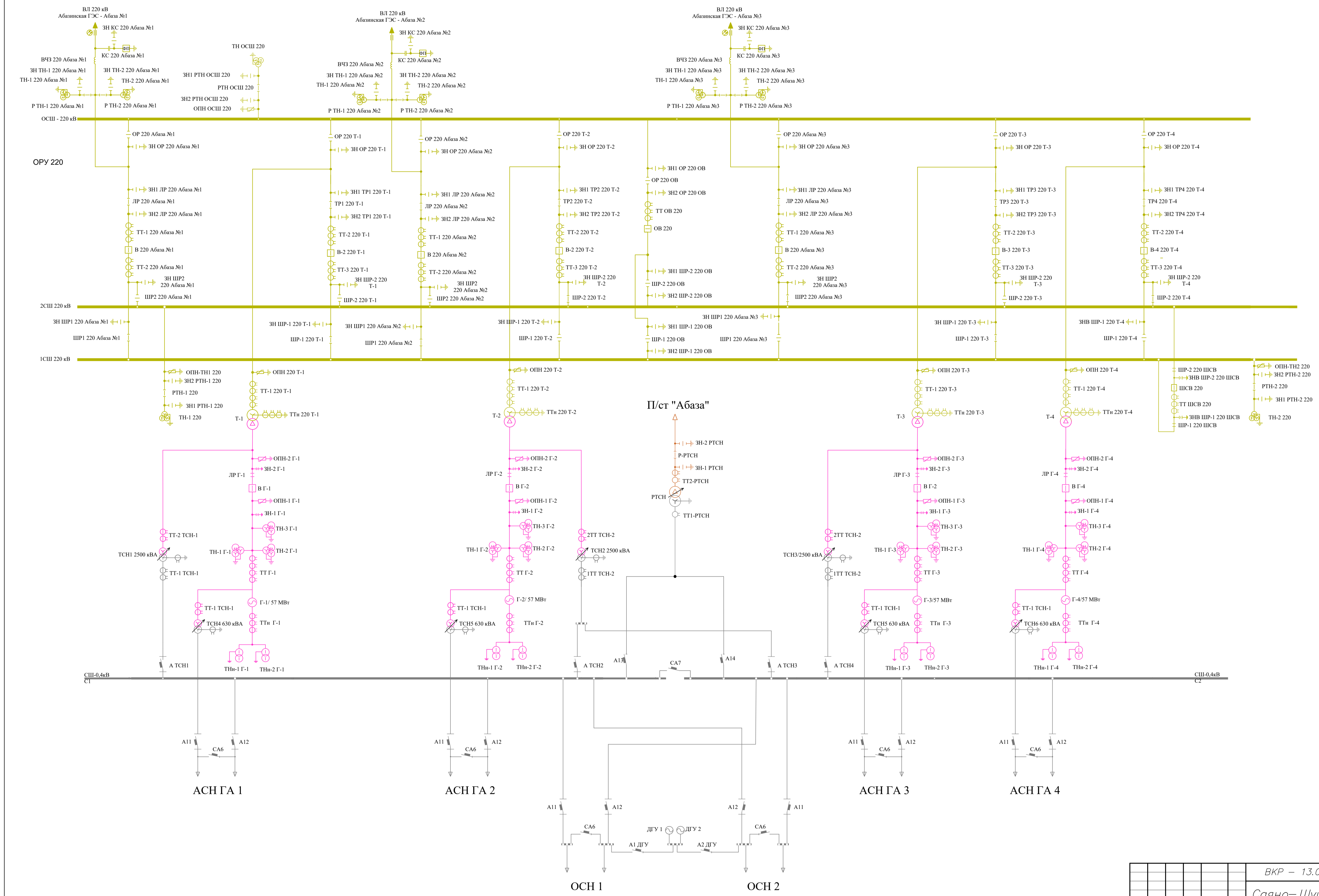
Эпюры напряжений в сечении на отм. 460,00



Размеры и отметки на чертеже даны в м.

ВКР – 13.03.02. – 1401639 – РР					
Саяно–Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.		Головань			
Провер.		Лыбина			
Т.контр.		Волошин			
Н.контр.					
Утв.					
Проектирование Абазинской ГЭС на р. Абакан				Стадия	Лист
					7
Эпюры напряжений и нагрузки				ГГЭЭС, 2018	

Дистанционное наименование	ВЛ 220 кВ Абазинская ГЭС-Абаза №1	ВЛ 220 кВ Абазинская ГЭС-Абаза №2	ВЛ 220 кВ Абазинская ГЭС-Абаза №3
Конструкция фазы линии	АС 240/39	АС 240/39	АС 240/39



Конденсатор связи 220/√3 кВ	Фильтер присоединения	Разъединитель однополюсный 220 кВ	ВЧ заградитель 220 кВ	Волоконно-оптическая линия связи
Заземлитель рубящего типа 220 кВ, 80 кА	Разъединитель 220 кВ, 2000 А, 80 кА	Заземлитель рубящего типа 220 кВ, 80 кА	Трансформатор напряжения индуктивный 220 кВ, 44/1/√3/0,1; 0,2/0,5/3Р	Трансформатор тока 220 кВ, 50 кА, 0,25/0,25/5Р
Выключатель элегазовый 220 кВ, 50 кА	Заземлитель рубящего типа 220 кВ, 80 кА	Сборные шины 5000 А	Разъединитель 220 кВ, 80 кА	Заземлитель 220 кВ, 50 кА
ОПН 220 кВ	Трансформатор напряжения индуктивный 220 кВ, 44/1/√3/0,1; 0,2/0,5/3Р	Трансформатор тока 220 кВ, 50 кА, 0,25/0,25/5Р	Выключатель элегазовый 220 кВ, 50 кА	Заземлитель 220 кВ, 50 кА
Разъединитель вертикальный рубящего типа с 2 ЗН 20кВ, 8000 А, 125 кА	Разъединитель вертикальный рубящего типа с 1 ЗН 20 кВ, 400 А, 4,0 кА	Трансформатор тока 6 кВ, 20кА, 10Р/0,55/0,5-(100/1)	Трансформатор собственных нужд ТСН-1, ТСН-2, ТСН-3	ТС3Л-2500/10
Трансформатор тока 15 кВ, 120 кА, 10Р/0,55/0,5	ОПН 10,5кВ	Трансформатор напряжения индуктивный 12 кВ, 44/1/√3/0,1; 0,2/0,25/3Р	Заземлитель 16 кВ, 120 кА	Выключатель элегазовый 12 кВ, 63 кА
Гидрогенератор СВ-660/165-32	180 МВА, 57 МВт, 10,15 кВ, 5500 А	Разъединитель вертикальный рубящего типа с 1 ЗН 20 кВ, 400 А, 50 кА	Трансформатор тока 6 кВ, 20кА, 10Р/0,55/0,5-(100/1)	Резервный трансформатор собственных нужд КТП - 35/04 (2500 кВА)
Дизель-генераторы 0,4кВ, 0,5МВт V-300S				

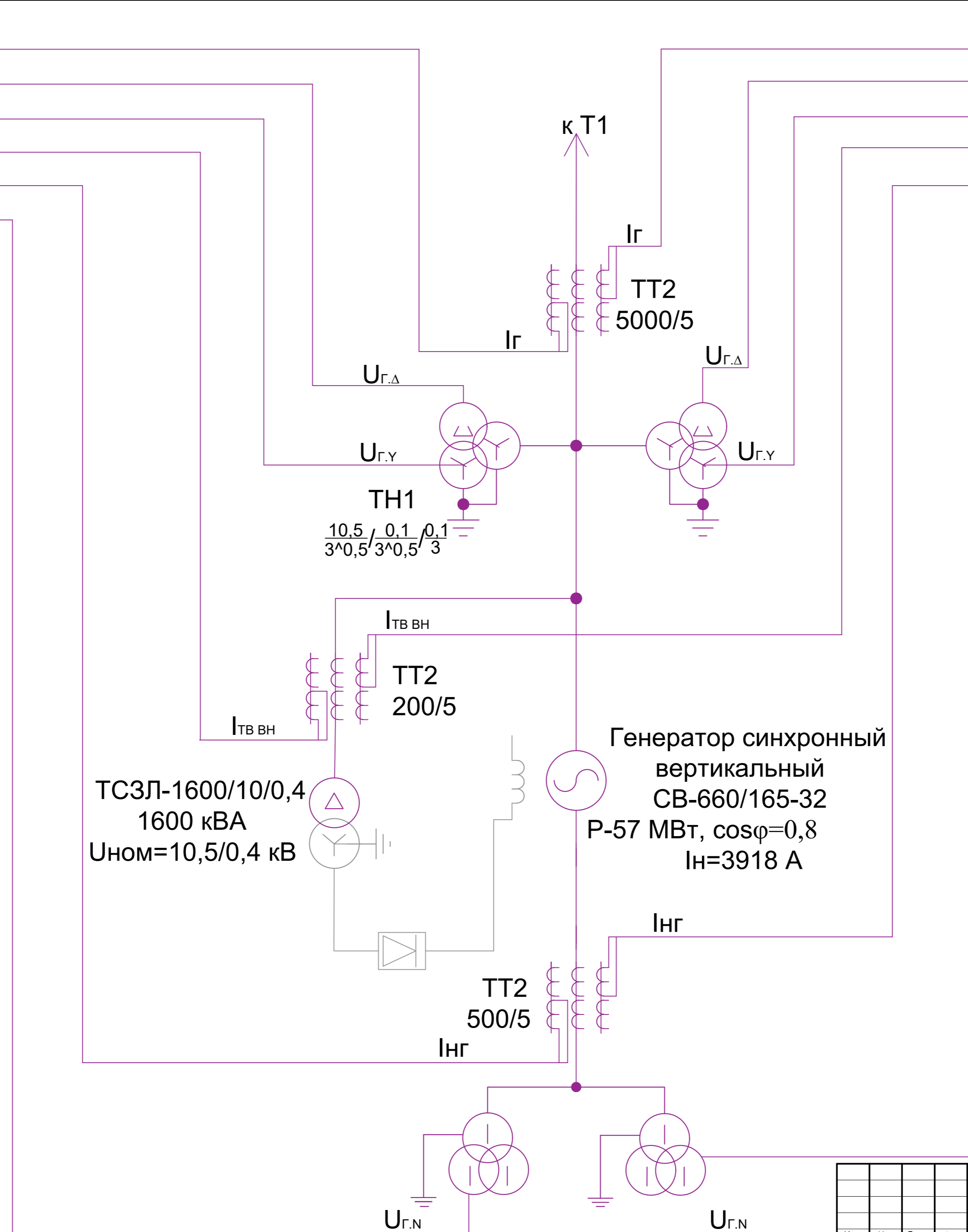
I _{н.о} (3ф) 2СШ	3,05 кА
I _{н.о} (1ф) 2СШ	1,29 кА
I _{н.о} (3ф) Г	47,9 кА

ВКР - 13.03.02. - 1401639 - ЭС1				
Саяно-Шушенский филиал СФУ				
Изм.	Кум.	Лист	№ док.	Подп.
Разраб.	Голованов			
Провер.	Погосянчик			
Т. контр.	Волошин			
Утв.	Погосянчик			
Проектирование Абазинской ГЭС на реке Абакан			Стария	Лист
Главная электрическая схема			5	7
			ГГЭС, 2018	
Формат А1				

ШЭ1113(система А)		
ΔG	I _Г	Y
КИН, U _n (U ₀)	U _{Г.Δ}	Δ
Z1<, Z2, U1, U2, КИН	U _{Г.Y}	Y
I>TB	I _{ТВ ВН}	Y
ΔG, I2, I1, Z1<, Z2<,	I _{НГ}	Y
U _n (U ₀)	U _{Г.N}	-

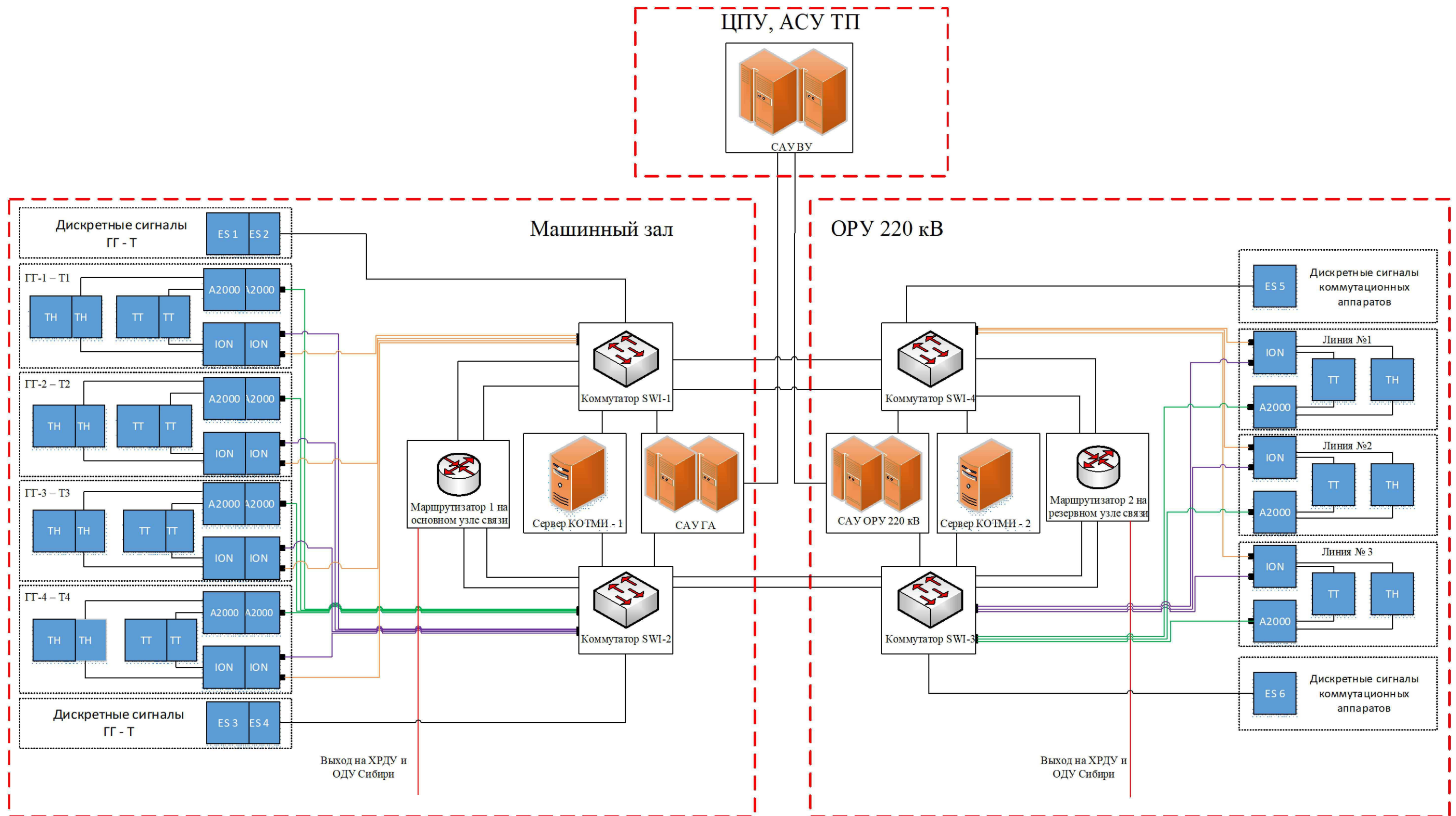
ШЭ1113(система Б)		
Y	I _Г	ΔG
Δ	U _{Г.Δ}	КИН, U _n (U ₀)
Y	U _{Г.Y}	Z1<, Z2, U1, U2, КИН
Y	I _{ТВ ВН}	I>TB
Y	I _{НГ}	ΔG, I2, I1, Z1<, Z2<,
-	U _{Г.N}	U _n (U ₀)

Действие		Отключение ВЛ	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГТ	Отключение В-220 и В-110	Разгрузка по мощности	Предупредительный сигнал	
Наименование	Обозначение								
Диф. Защита продольная	ΔG	+	+	+	+				
ЗЗГ	U ₀	t ₁						+	
		t ₂						+	
		t ₃	+	+	+				
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	+	+					



Защиты	Наименование	Обозначение	Уставки		
			Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Диф. Защита продольная	ΔG		Ток срабатывания, I _{ср.0}	0,15 · I _н	0,59 А
			Коэффициент торможения, K _T	0,3	-
			Уставка начального торможения, I _{нт}	0,5 · I _н	1,96 А
			Тормозной ток, В	1,5 · I _н	5,88 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 _{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	СО	I _{2сигн}	0,07 · I _н	0,27 А
		ПО	I _{2пуск}	0,19 · I _н	0,74 А
		ОТС I	I _{2с.з.}	0,141 · I _н	0,55 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I ₁	СО	I _{1сигн}	1,07 · I _н	4,19 А
		ПО	I _{1пуск}	1,1 · I _н	4,3 А
		ОТС	I _{1отс}	1,224 · I _{ном}	4,80 А
ДЗ	Z <	1 ступень	Z _I	0,079	0,122 Ом
		2 ступень	Z _{II}	0,35	0,54 Ом
Защита ротора от перегрузки	I _p	СО	I _{p сигн.}	1,07 · I _{ном.р}	0,77 А
		ПО	I _{p пуск.}	1,1 · I _{ном.р}	0,80 А
		Отсечка	I _{p пуск.}	2,19 · I _{ном.р}	1,58 А

ВКР – 13.03.02. – 1401639 – ЭС2					
Саяно-Шушенский филиал СФУ					
Изм.	К.уч.	Лист	№ док.	Погн.	Дата
Разраб.	Головань				
Провер.	Казанцева				
Т. контр.	Волошин				
Проектирование Абазинской ГЭС на реке Абакан				Страница	Лист
Защита синхронного ГГ СВ-660/165-32				6	7
ГГЭЭС, 2018					




						<i>ВКР – 13.03.02. – 1401639 – ЭС2</i>			
						<i>Саяно–Шушенский филиал Сибирского федерального университета</i>			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	<i>Проектирование Абазинской ГЭС на р. Абакан</i>	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		<i>Головань</i>						<i>7</i>	<i>7</i>
Провер.		<i>Волошин</i>							
Т.контр.		<i>Волошин</i>							
Н.контр.						<i>Структурная схема сети СОТИ АССО</i>	<i>ГТЭЭС, 2018</i>		
Утв.									

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


« 8 » июня 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ АБАЗИНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ АБАКАН,
СИСТЕМЫ ИЗМЕРЕНИЙ, СПОСОБЫ ИСПОЛНЕНИЯ, СИСТЕМЫ
СВЯЗЕЙ С РДУ СО, СИСТЕМЫ ОТОБРАЖЕНИЯ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ (АСДУ, СДУ) НА ГЭС**

Руководитель

 13.06.18
подпись, дата

А.М. Волошин

Выпускник

 13.06.18
подпись, дата

Е.Н. Головань

Саяногорск 2018