

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

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 И.Ю.Погоняйченко

подпись

«15» 06 2018 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.02.03 – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ КЕМЕРОВСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ТОМЬ.  
ТРЕБОВАНИЯ К ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМ МАСЛАМ, СПОСОБЫ  
КОНТРОЛЯ, ВОССТАНОВЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ. СХЕМЫ  
МАСЛОХОЗЯЙСТВА ГЭС. ПРИМЕНЕНИЕ ИМПОРТНЫХ МАСЕЛ**

Руководитель

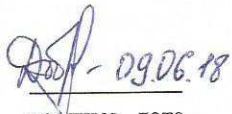
  
подпись, дата 09.06.18

Доцент кафедры  
ГЭЭС Саяно-  
Шушенского филиала  
СФУ

должность

В. И. Татарников  
инициалы, фамилия

Выпускник

  
подпись, дата 09.06.18

К.А. Добров  
инициалы, фамилия

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Кемеровской ГЭС на реке Томь. Требования к энергетическим маслам, способы контроля, восстановление параметров. Схемы маслохозяйства ГЭС. Применение импортных масел».

Консультанты по  
разделам:

Водно - энергетические расчёты	<u>Зайт 09.06.18.</u> подпись, дата	<u>Е.Ю. Зарева</u> инициалы, фамилия
Основное и вспомогательное оборудование	<u>А.В. Масленникова 09.06.18.</u> подпись, дата	<u>А.В. Масленникова</u> инициалы, фамилия
Электрическая часть	<u>И.Ю. Полоцкий 07.06.18</u> подпись, дата	<u>И.Ю. Полоцкий</u> инициалы, фамилия
Устройства РЗА	<u>В.В. Козанцева 05.06.18</u> подпись, дата	<u>В.В. Козанцева</u> инициалы, фамилия
Компоновка и сооружения гидроузла	<u>И.А. Рабинер 05.06.18</u> подпись, дата	<u>И.А. Рабинер</u> инициалы, фамилия
Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды	<u>И.Ю. Полоцкий 07.06.18</u> подпись, дата	<u>И.Ю. Полоцкий</u> инициалы, фамилия
Технико - экономические показатели	<u>В.В. Лапасова 06.06.18</u> подпись, дата	<u>В.В. Лапасова</u> инициалы, фамилия
Нормоконтролер	<u>Н.А. Чибрикова 16.06.18.</u> подпись, дата	<u>Н.А. Чибрикова</u> инициалы, фамилия

## СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ ГЭС .....	7
ВВЕДЕНИЕ.....	9
1 Общая часть .....	10
1.1 Природные условия .....	10
1.1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла .....	10
1.1.2 Гидрологические данные .....	10
1.1.3 Инженерно – геологические условия.....	12
1.1.4 Сейсмические условия.....	12
1.2 Энергоэкономическая характеристика района .....	12
1.3 Аналоги проектируемого гидроузла .....	12
2 Водно-энергетические расчеты .....	13
2.1 Регулирование стока воды .....	13
2.1.1 Исходные данные .....	13
2.1.2 Определение максимальных расчетных расходов.....	13
2.1.3 Кривые обеспеченности расходов.....	14
2.1.4 Выбор расчетного маловодного и средневодного года .....	15
2.1.5 Определение типа регулирования .....	16
2.2 Выбор установленной мощности на основе водно-энергетических расчетов.....	17
2.2.1 Перераспределение стока маловодного года .....	17
2.2.2 Водно-энергетические расчёты по условию маловодного года.....	18
2.2.3 Определение установленной мощности ГЭС.....	21
2.2.4 Водно-энергетические расчёты по условию средневодного года .	21
2.3 Баланс мощности и энергии.....	21
2.3.1 Баланс энергии Кемеровского РДУ.....	21
2.3.2 Баланс мощности Кемеровского РДУ.....	22
3 Основное и вспомогательное оборудование .....	24
3.1 Выбор числа и типа агрегатов .....	24
3.1.1 Построение режимного поля .....	24
3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам .....	26
3.2 Гидротурбины и их проточная часть .....	30
3.2.1 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины .....	30
3.2.2 Определение геометрических размеров проточной части.....	32
3.2.3 Выбор типа и габаритных размеров маслonaпорной установки....	33
3.2.4 Выбор электрогидравлического регулятора .....	34
3.3 Выбор гидрогенератора.....	34
3.4 Подъемно - транспортное оборудование.....	34
4 Электрическая часть .....	35

4.1	Выбор главной схемы электрических соединений и схемы собственных нужд.....	35
4.2.1	Главные повышающие трансформаторы.....	36
4.2.2	Выбор трансформаторов собственных нужд .....	37
4.3	Распределительное устройства .....	37
4.3.1	Выбор проводов отходящих воздушных линий .....	37
4.3.2	Выбор схемы распределительного устройс .....	38
4.4	Электротехническое оборудование.....	38
4.4.1	Расчёт токов короткого замыкания .....	38
4.4.2	Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима	41
4.4.3	Выбор электротехнического оборудования 220кВ.....	41
4.4.4	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 13,8кВ .....	43
5	Устройство РЗиА.....	45
5.1	Расчёт номинальных токов .....	45
5.2	Перечень защит основного оборудования.....	45
5.3	Расчет уставок защит гидрогенератора .....	47
5.3.1	Продольная дифференциальная защита генератора.....	47
5.3.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора.....	49
5.3.3	Защита от повышения напряжения .....	52
5.3.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий .....	52
5.3.5	Защита от симметричных перегрузок.....	55
5.3.6	Дистанционная защита генератора .....	57
5.3.7	Защита ротора от перегрузки.....	59
5.4	Выбор комплекса защит блока генератор - трансформатор.....	61
5.5	Таблица уставок и матрица отключения защит.....	61
6	Компоновка и сооружения гидроузла .....	62
6.1	Проектирование водосливной плотины .....	62
6.1.1	Определение отметки гребня плотины .....	62
6.2	Гидравлические расчеты .....	63
6.2.1	Определение ширины водосливног фронта .....	63
6.2.2	Определение отметки гребня водослива .....	64
6.2.3	Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае.....	66
6.2.4	Построение профиля водосливной грани.....	67
6.2.5	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе .....	68
6.2.6	Гашение энергии способом свободно отброшенной струи .....	69
6.3	Конструирование плотины.....	71
6.3.1	Определение ширины подошвы плотины .....	71
6.3.2	Разрезка бетонной плотины швами.....	72
6.3.3	Быки.....	73
6.3.4	Устои .....	73
6.3.5	Дренаж тела бетонной водосливной плотины .....	73

6.3.6	Галереи в теле плотины .....	74
6.3.7	Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины .....	74
6.4	Определение основных нагрузок на плотину .....	76
6.4.1	Вес сооружения .....	76
6.4.2	Сила гидростатического давления воды.....	77
6.4.3	Равнодействующая взвешивающего давления .....	77
6.4.4	Сила фильтрационного давления .....	78
6.4.5	Давление грунта .....	79
6.4.6	Волновое давление .....	79
6.4.7	Расчёт прочности плотины.....	80
6.4.8	Критерии прочности плотины .....	82
6.4.9	Расчёт устойчивости плотины на сдвиг.....	83
7	Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды .....	85
7.1	Безопасность гидротехнических сооружений.....	85
7.2	Требования по охране труда и техники безопасности для работников Кемеровской ГЭС.....	85
7.3	Пожарная безопасность .....	87
7.3.1	Общие требования к пожарной безопасности .....	87
7.3.2	Объекты водяного пожаротушения на ГЭС .....	88
7.3.3	Противопожарная безопасность в аккумуляторных установках ...	89
7.4	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	90
7.5	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища .....	91
7.6	Отходы, образующиеся при строительстве.....	93
7.7	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации .....	94
7.8	Экологические последствия строительства гидроузла .....	95
8	Технико – экономические показатели .....	96
8.1.	Оценка объёмов реализации электроэнергии .....	96
8.2	Текущие расходы по гидроузлу.....	96
8.3	Налоговые расходы.....	99
8.4	Оценка суммы прибыли .....	99
8.5	Оценка инвестиционного проекта.....	100
8.5.1	Методология, исходные данные .....	100
8.5.2	Коммерческая эффективность .....	101
8.5.3	Бюджетная эффективность .....	101
8.6	Бюджетная эффективность .....	102
9	Требования к энергетическим маслам, способы контроля, восстановление параметров. Схемы маслохозяйства ГЭС. Применение импортных масел .....	105
9.1	Требования к энергетическим маслам .....	105
9.1.1	Турбинные масла.....	105
9.1.2	Трансформаторные масла .....	107

9.1.3 Индустриальные масла .....	109
9.2 Способы контроля.....	110
9.2.1 Турбинные масла.....	110
9.2.2 Трансформаторные масла .....	112
9.2.3 Индустриальные масла .....	114
9.3 Восстановление параметров .....	115
9.3.1 Очистка турбинных масел.....	115
9.3.2 Очистка трансформаторных масел.....	116
9.3.3 Очистка индустриальных масел .....	116
9.4 Схемы маслохозяйства ГЭС .....	117
9.5 Применение импортных масел .....	117
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	118
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	120
ПРИЛОЖЕНИЕ А-Д .....	123

## СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ ГЭС

1. Наименование реки ..... Томь;
2. Местонахождение ГЭС ..... Кемеровская область;
3. Характерные расходы воды:
  - а) среднемноголетний ..... 996 м<sup>3</sup>/с;
  - б) всех турбин ..... 2054 м<sup>3</sup>/с;
  - в) максимальный с обеспеченностью: 0,1% ..... 5094 м<sup>3</sup>/с;  
0,01% ..... 6224 м<sup>3</sup>/с;
  - г) минимальный ..... 350 м<sup>3</sup>/с;
4. Параметры водохранилища:
  - а) характер регулирования стока ..... годовой;
  - б) отметка: НПУ ..... 186 м;  
ФПУ ..... 187,3 м;  
УМО ..... 177,53 м
  - в) объемы:  
полный ..... 20,38 км<sup>3</sup>;  
полезный ..... 10,43 км<sup>3</sup>;
5. Напоры ГЭС:
  - а) максимальный ..... 44,5 м;
  - б) расчетный ..... 32,5 м;
  - в) минимальный ..... 28,1 м;
6. Энергетические характеристики:
  - а) мощность:  
установленная ..... 600 МВт;  
гарантированная ..... 410 МВт;
  - б) среднемноголетняя выработка энергии ..... 2837,3 млн. кВт·ч;
7. Бетонная плотина (общая длина / максимальная высота):
  - а) левобережная глухая ..... 131,2 м / 53,2 м;
  - б) правобережная глухая ..... 337,7 м / 53,2 м;
  - в) стационарная ..... 198,8 м / 53,2 м;
  - г) глухая сопрягающая водосливную и стационарную ..... 15,0 м / 53,2 м;
  - д) водосливная ..... 60,0 м / 53,2 м;
8. Водосбросные сооружения
  - а) тип ..... поверхностный водослив;
  - б) число и размер пролетов ..... 4 по 12;
  - в) общая длина ..... 60 м;
  - г) максимальная высота ..... 53,2 м;
9. Здание ГЭС:
  - а) тип здания ..... приплотинное;
  - б) число агрегатов ..... 6;
  - б) грунты в основании ..... диорит;
  - в) тип спиральной камеры ..... бетонная трапециевидная;
  - г) тип отсасывающей трубы ..... изогнутая;
  - д) расстояние между осями агрегатов ..... 28,4 м;

10. Основное оборудование:

- а) тип турбины ..... ПЛ50-В-710;
- б) тип генератора ..... СВ-1160/135-60;
- в) мощность генератора ..... 128,7 МВт;
- г) частота вращения ..... 100 об/мин;
- д) тип трансформаторов ..... ТЦ-160000/220;

11. Техничко-экономические показатели:

- а) удельные показатели ..... 12175,5 руб./кВт;
- б) себестоимость энергии ..... 21 коп/кВт·ч;
- в) срок окупаемости ..... 6,3 лет.



## ВВЕДЕНИЕ

Гидроэлектростанции занимают особо важное место в современных энергетических системах, покрывая наиболее неравномерную часть графиков нагрузки. Кроме того, низкая стоимость товарной продукции ГЭС весьма положительно сказывается на ценообразовании электроэнергии на рынке её сбыта.

Гидроэнергетика является ключевым элементом обеспечения системной надежности Единой Энергосистемы страны, располагая более 90% резерва регулировочной мощности. Из всех существующих типов электростанций именно ГЭС являются наиболее маневренными и способны при необходимости существенно увеличить объемы выработки в считанные минуты, покрывая пиковые нагрузки. Для тепловых станций этот показатель измеряется часами, а для атомных - целыми сутками.

Гидроэлектростанции являются сложными природно-техническими комплексами. Их проектирование, строительство и эксплуатация требуют знакомства с широким кругом общетехнических и специальных дисциплин.

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

## 1 Общая часть

### 1.1 Природные условия

#### 1.1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла

Климат резко континентальный. Среднегодовая температура — +2,1. Крайние зафиксированные температуры – от -52 С зимой, до +38 С летом. Солнечных дней в году – 280. Продолжительность безморозного периода – 123 дня. Имеет благоприятные климатические условия. .

#### 1.1.2 Гидрологические данные

Длина реки: 827 км, Площадь бассейна водосбора: 62 030 км<sup>2</sup>. Средний расход воды в устье: 1110 м<sup>3</sup>/с. Годовой сток равен 35,0 км<sup>3</sup>/год

Томь берет свое начало на западных склонах Абаканского хребта, в Республике Хакасия. Течет преимущественно по территории Кемеровской области, впадает в Обь на территории Томской области.

Река Томь имеет смешенное питание. 25-40% приходится на осадки, 35-55% на талый снег и 25-35% на грунтовое питание.

Ледостав на реке держится с начала ноября до конца апреля.

Режим реки характеризуется весенним половодьем (с апреля по июнь). Колебания уровня воды в период половодья могут достигать 8-ми метров. Минимальный уровень воды в реке наблюдается с декабря по март. Скорость реки на равнинных участках в среднем равна 0,4 м/сек., на перекатах она возрастает до 1,75 м/сек.

Ряд гидрологических наблюдений за рекой Томь за период 1933-1982 гг. представлен в приложении А, таблица А.1.

Среднее значение стока за весь период наблюдений равно 996м<sup>3</sup>/с.

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

Таблица 1.1 – Координаты кривых связи верхнего и нижнего бьефа

Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа		Кривая связи расходов т уровня нижнего бьефа			
		Зимняя		Летняя	
V, км <sup>3</sup>	Zвб,м	Q, м <sup>3</sup> /с	Zнб,м	Q, м <sup>3</sup> /с	Zнб,м
0	140	0	140	0	140
1,2	149,03	500	142,95	400	142,95
2,4	155,87	1000	145,5	800	145,5
3,6	161,18	1500	147,7	1200	147,7
4,8	165,44	2000	149,45	1600	149,45
6	168,97	2500	150,75	2000	150,75
7,2	171,99	3000	151,6	2400	151,6
8,4	174,62	3500	152,2	2800	152,2
9,6	176,91	4000	152,4	3200	152,4
10,8	178,91	4500	152,45	3600	152,45

Окончание таблицы 1.1

Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа		Кривая связи расходов и уровня нижнего бьефа			
		Зимняя		Летняя	
$V, \text{ км}^3$	$Z_{\text{ВВ}}, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	$Z_{\text{НБ}}, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	$Z_{\text{НБ}}, \text{ м}$
12	180,6	5000	152,5	4000	152,5
13,2	181,98	5500	152,53	4400	152,53
14,4	183,08	6000	152,55	4800	152,55
15,6	183,91	6500	152,6	5200	152,6
16,8	184,53	7000	152,63	5600	152,63
18	185,01	н/д	н/д	н/д	н/д
19,2	185,46	н/д	н/д	н/д	н/д
20,4	186,01	н/д	н/д	н/д	н/д

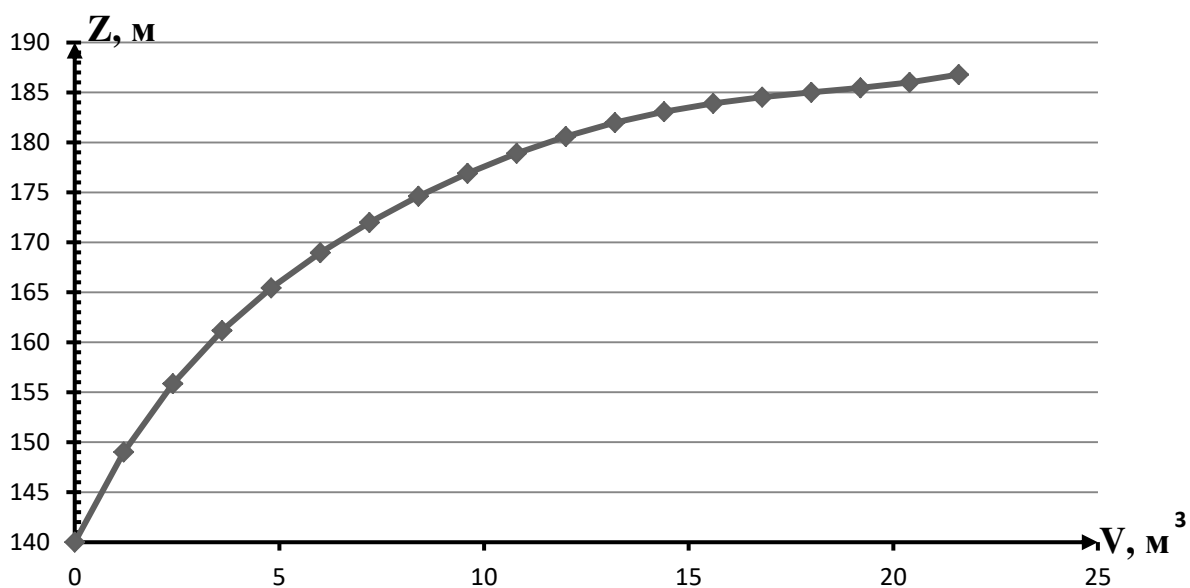


Рисунок 1.1 – Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа

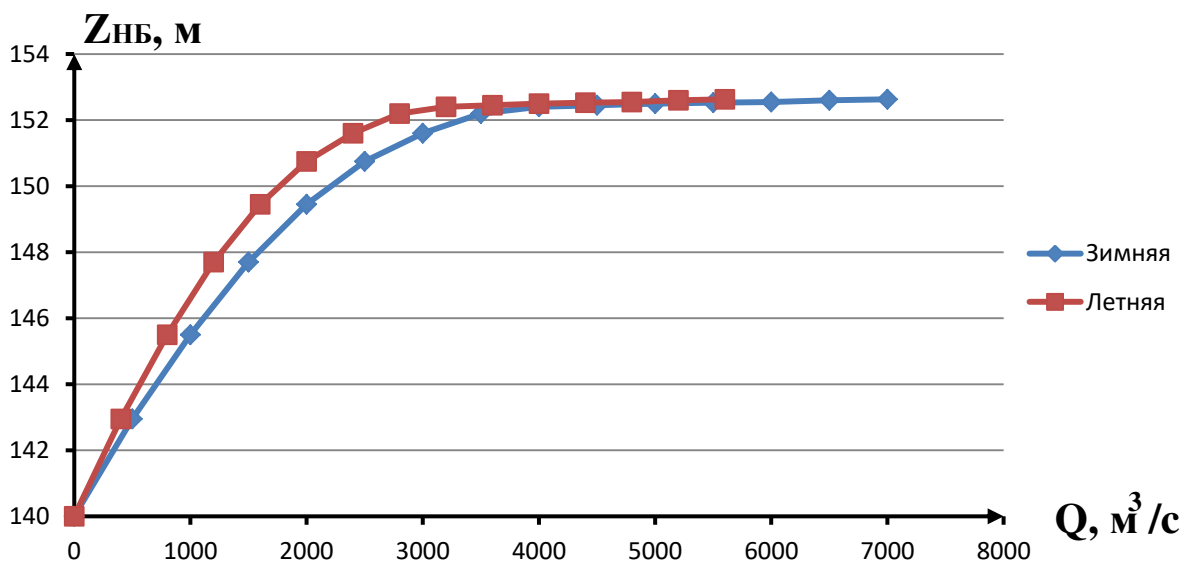


Рисунок 1.2 – Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа

### 1.1.3 Инженерно – геологические условия

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

В основании реки Томь – скальные породы: диорит.

### 1.1.4 Сейсмические условия

Согласно СНиП и в соответствии с картой сейсмического районирования территории Российской Федерации (ОСР-97-С) расчетная сейсмическая интенсивность района расположения Кемеровской ГЭС при вероятности возможного превышения 1% равна 7 баллам шкалы MSK-64.

## 1.2 Энергоэкономическая характеристика района

По отчётным данным за 2015 год, выработка электроэнергии электростанциями операционной зоны ОДУ Сибири составила 201,21 млрд кВт·ч. Филиал АО «СО ЕЭС» (Кемеровское РДУ) входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири. Среднегодовая выработка Кемеровского РДУ составляет 33,54 млрд. кВт·ч. ГЭС в Кемеровском РДУ отсутствуют, но осуществляется переток 20% от годовой Выработки СШ ГЭС. Суточный график нагрузки представлен на рисунке 1.3.

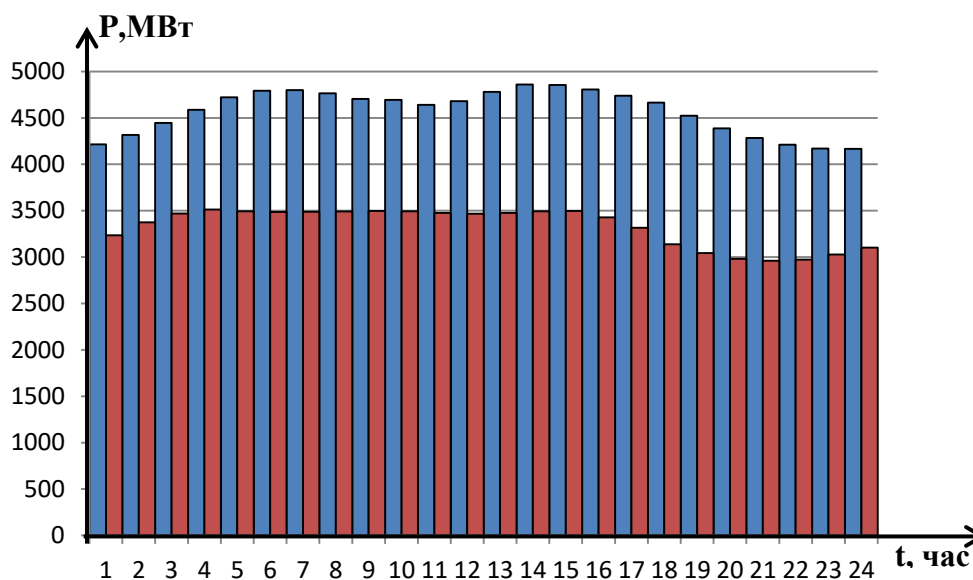


Рисунок.1.3 - Суточный график нагрузки для зимнего и летнего периодов.

## 1.3 Аналоги проектируемого гидроузла

В ходе проектирования в качестве аналога была выбрана Шульбинская ГЭС

## 2 Водно-энергетические расчеты

### 2.1 Регулирование стока воды

#### 2.1.1 Исходные данные

- кривые связи уровней нижнего бьефа и расходов, уровней верхнего бьефа и объемов водохранилища (таблица 1.1, рисунок 1.1 и 1.2);
- энергосистема – Сибирь;
- Кемеровское РДУ;
- коэффициент мощности  $k_N = 8,99$ ;
- потери напора в водопропускных сооружениях  $\Delta h = 0,3$  м;
- НПУ Кемеровской ГЭС:  $\nabla_{НПУ} = 186,00$  м;
- ряд гидрологических наблюдений за рекой Томь за период 1933-1982 гг. представлен в приложении А, таблица А.1;
- требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 2.1;
- суточные и годовые графики нагрузок (плакат «Использование водной энергии Кемеровской ГЭС на реке Томь»);

Таблица 2.1 – Требования участников ВХК и потери воды с водохранилища

$Q, \frac{м^3}{с}$	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{ВХК}, \frac{м^3}{с}$	350	350	350	635	635	635	635	635	635	635	350	350
$Q_{исп}, \frac{м^3}{с}$	2	2	2	2	-	-	-	-	-	-	-	-
$Q_{льда}, \frac{м^3}{с}$	20	20	0	-30	-70	0	0	0	0	20	20	20
$Q_{фильтр}, \frac{м^3}{с}$	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
$\Delta h, м$	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3

#### 2.1.2 Определение максимальных расчетных расходов

Максимальные расходы (приложение А, таблицы А1) располагаются в порядке убывания. Для заполнения таблицы Б1, приложения Б определяем следующий коэффициент:

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

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

Коэффициент вариации ряда максимальных расходов:

$$C_v = \sqrt{\frac{\sum(K-1)^2}{n}} = \sqrt{\frac{3.5943}{50}} = 0,27; \quad (2.2)$$

где n - число членов ряда максимальных расходов.

Среднеквадратичная ошибка вычисления коэффициента вариации ряда максимальных расходов:

$$\delta_{cv} = \pm \frac{\sqrt{1+3C_v^2}}{\sqrt{2(n-1)}} \cdot 100\% = \pm \frac{\sqrt{1+3 \cdot 0,27^2}}{\sqrt{2 \cdot 49}} \cdot 100\% = \pm 11,1\%; \quad (2.3)$$

Коэффициент асимметрии ряда максимальных расходов:

$$C_s = \frac{\sum(K-1)^3}{nC_v^3} = \frac{0,9467}{50 \cdot 0,27^3} = 0,98; \quad (2.4)$$

Средняя квадратическая ошибка вычисления коэффициента асимметрии ряда максимальных расходов:

$$\delta_{cs} = \pm \frac{\sqrt{\frac{6}{n} \cdot \sqrt{1+6C_v^2+5C_v^4}}}{C_s} \cdot 100\% = \frac{\sqrt{\frac{6}{50} \cdot \sqrt{1+6 \cdot 0,27^2+5 \cdot 0,27^4}}}{0,98} \cdot 100\% = 42,6\%; \quad (2.5)$$

Среднеквадратическая ошибка соответствует, допустимой ошибке.

Исходя из намеченного класса сооружения, определяются обеспеченности поверочного и основного максимальных расходов.

Заполняется таблицу 2.2, используя формулы:

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

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

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

Результаты расчетов представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Результаты расчетов максимальных расходов

Расход	P, %	$\Phi$	$M_s$	$k_s$	$Q_s$
Поверочный	0,1	4,506	1,207	2,207	6224
Основной	1	3,008	0,806	1,806	5094

### 2.1.3 Кривые обеспеченности расходов

В соответствии с методикой выбора расчетных гидрографов нужно разделить год на два основных периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). Изначально можно считать, что к периоду половодья

относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу. Тогда остальные месяцы составят маловодный период. Для всех лет заданного ряда принимается одинаковые месяцы, относящиеся к периоду межени и половодья (к периоду половодья относятся IV, V, VI, VII, VIII месяцы; к периоду межени относятся IX, X, XI, XII, I, II, III, месяцы). Начало года считаем с начала половодья.

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

$$P = \frac{m}{n+1}; \quad (2.9)$$

где  $m$  - порядковый номер члена ряда расходов (среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных), ранжированного в убывающем порядке;

$n = 50$  - общее число членов ряда.

Результат расчетов представлены в приложении Б, таблица Б2.

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

Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодья и межень представлены в рисунке 2.1.

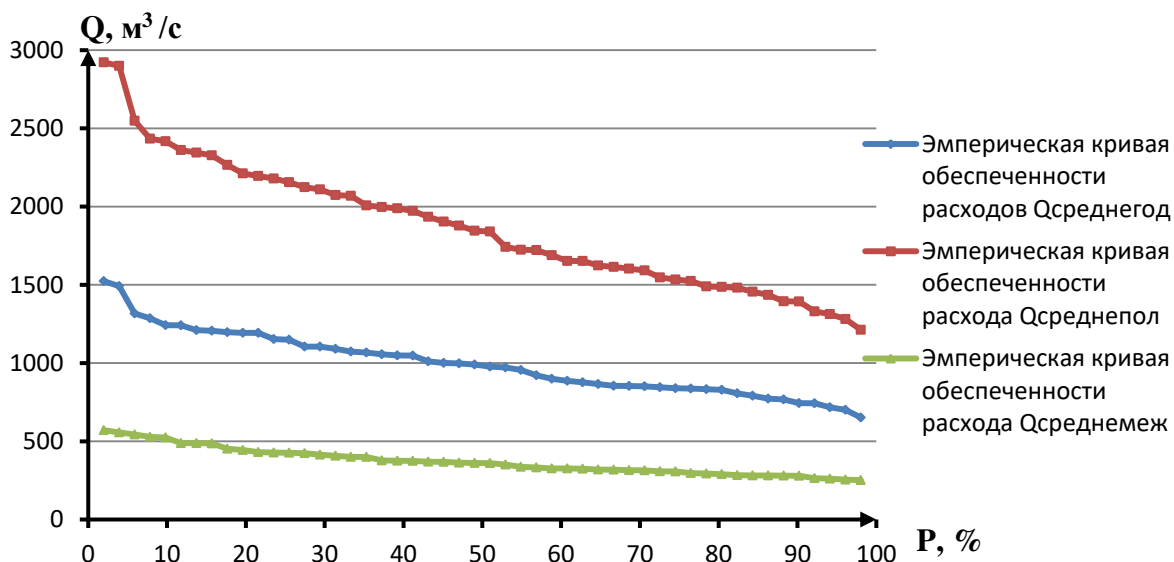


Рисунок 2.1 - Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодья и межень

#### 2.1.4 Выбор расчетного маловодного и средневодного года

*Выбор расчётного средневодного года (P=50%)*

В качестве расчётного средневодного года принимается 1949 год без приведения.

### Выбор расчётного маловодного года ( $P=90\%$ )

В качестве расчётного маловодного года принимается 1981 год без приведения.

Расчетные гидрографы маловодного и средневодного года приведены в таблице 2.3 и на рисунке 2.2.

Таблица 2.3 - Расчетные гидрографы маловодного и средневодного года

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{P=50\%, \frac{m^3}{c}}$	246	236	226	1870	2525	2024	1692	1094	640	519	349	307
$Q_{P=90\%, \frac{m^3}{c}}$	190	175	165	1400	1840	1600	1230	900	560	460	200	210

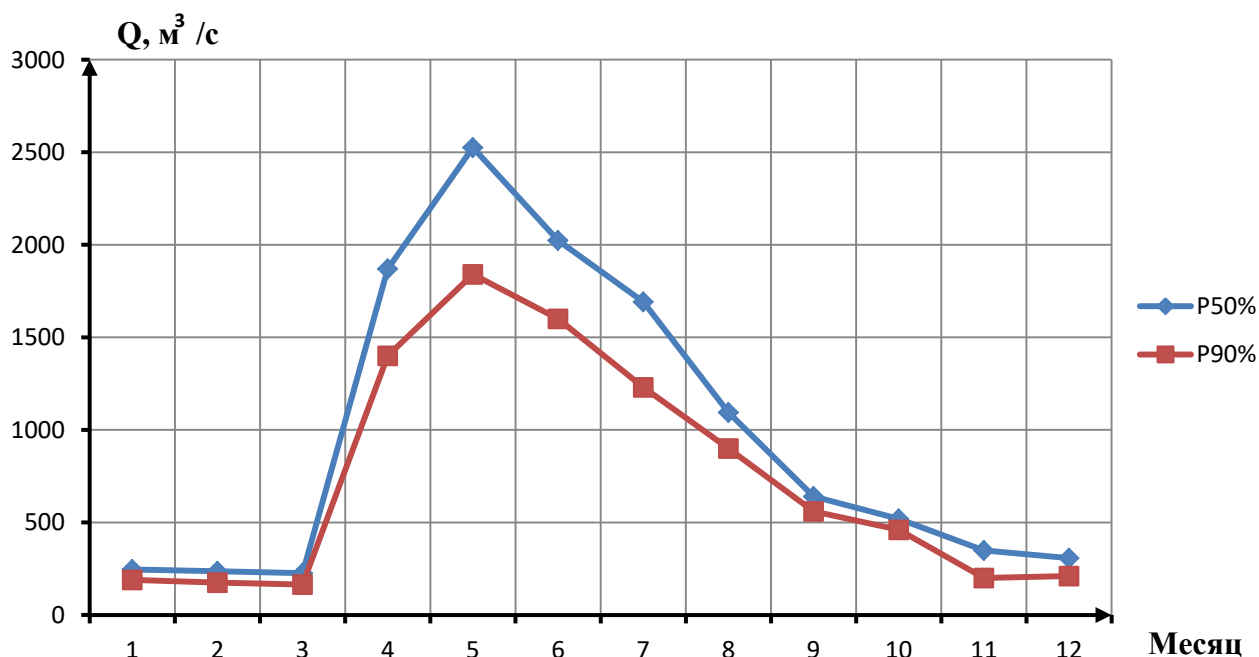


Рисунок 2.2 – Расчетные гидрографы маловодного и средневодного года

### 2.1.5 Определение типа регулирования

Для вычисления полезного объёма водохранилища необходимо задаться приблизительной отметкой УМО водохранилища. Для этого принимается, что УМО соответствует снижению уровня ВБ на 1/3. Если отметка НПУ 186 м, а отметка сухого дна 140 м, тогда:

$$V_{УМО} = 186 - \frac{(186-140)}{3} = 170,67 \text{ м};$$

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

$$V_{НПУ} = 20,38 \text{ км}^3,$$



$$V_{\text{вумо}} = 6,78 \text{ км}^3;$$

Полезный объём водохранилища:

$$V_{\text{полезный}} = V_{\text{нпу}} - V_{\text{вумо}} = 20,38 - 6,78 = 13,60 \text{ км}^3; \quad (2.10)$$

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

$$\beta = \frac{V_{\text{полезный}}}{W} = \frac{13,60}{31,4} = 0,43; \quad (2.11)$$

где  $V_{\text{полезный}}$  – полезный объём водохранилища;

$\bar{W}_{\text{многолетний}}$  – среднемноголетний сток в заданном створе, по формуле

Принимается годовой тип регулирования.

## 2.2 Выбор установленной мощности на основе водно-энергетических расчетов

### 2.2.1 Перераспределение стока маловодного года

Имея расчётный гидрограф маловодного года, требования водохозяйственного комплекса и потери воды из водохранилища, требуется определить среднемесячные мощности Кемеровской ГЭС.

Полезный бытовой расход определяем, как разность среднемесячного расхода маловодного года и потерь воды из водохранилища:

$$Q_{\text{п.б}}^t = Q_{90\%}^t - Q_{\text{п}}^t - Q_{\text{и}}^t - Q_{\text{ф}}^t - Q_{\text{л}}^t; \quad (2.12)$$

где  $t$  – порядковый номер месяца;

$Q_{90\%}^t$  - среднемесячный расход маловодного года (таблица 2.3);

$Q_{\text{п}}^t, Q_{\text{и}}^t, Q_{\text{ф}}^t, Q_{\text{л}}^t$  – потери воды из водохранилища: потребление, испарение.

Напор на турбину определяется с учётом потерь, как разность отметки верхнего бьефа, которую принимается равной НПУ гидроузла и отметки нижнего бьефа, определяемая по кривой связи.

Мощность, вырабатываемая станцией:

$$N^t = k_N \cdot Q^t \cdot H^t; \quad (2.13)$$

где  $k_N$  – коэффициент мощности

$Q^t$  – расчётный расход (полезный бытовой расход по формуле (2.13) или расход ВХК);

$H^t$  – напор, соответствующий расчётному расходу.

Результаты расчётов приведены в приложении Б, таблица Б.3.

Перераспределение стока и определение среднемесячных мощностей работы станции отражено на рисунке 2.3.

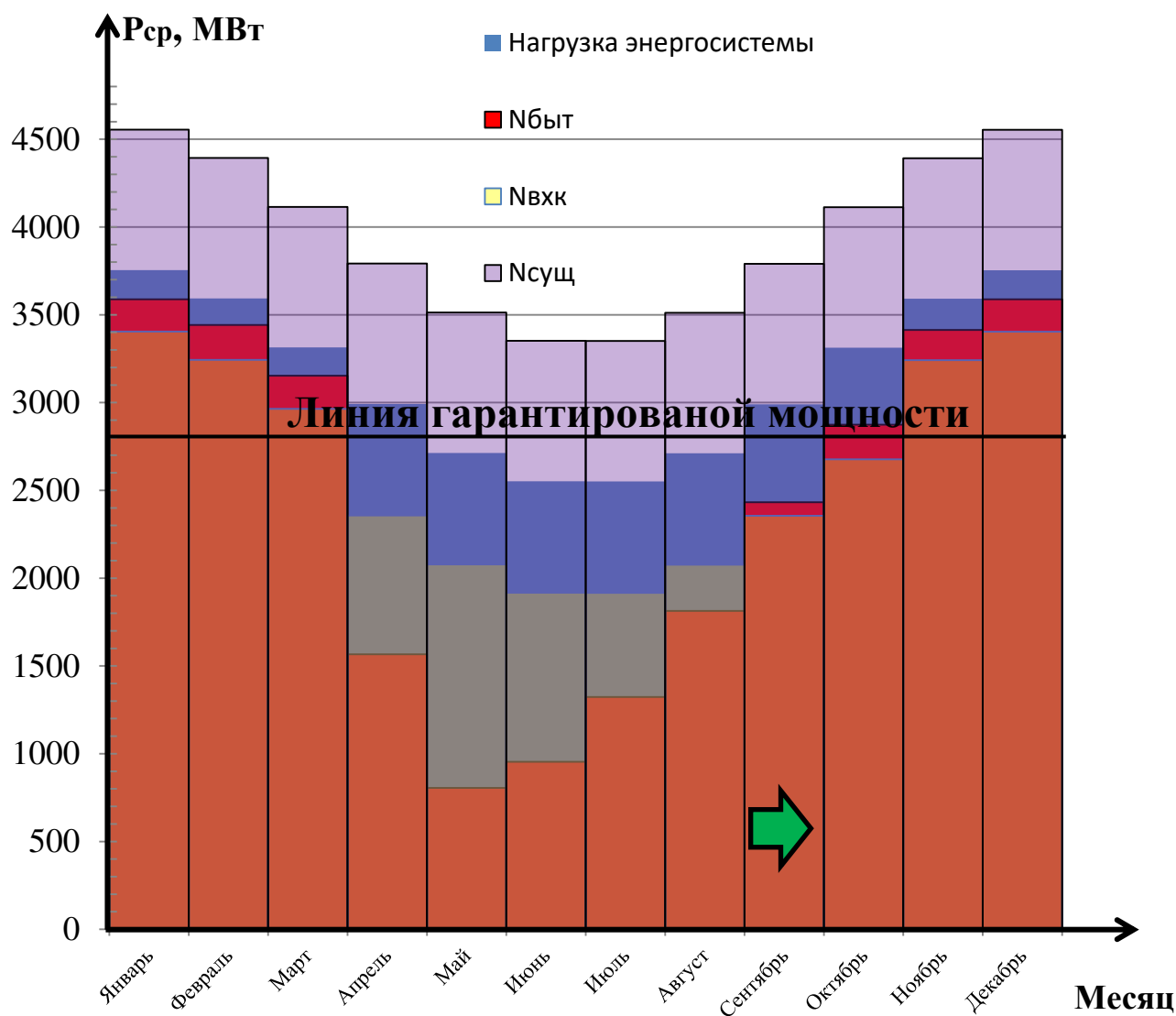


Рисунок 2.3 - Годовой график среднемесячных мощностей

За месяц сработки принимается первый месяц после половодья в котором полезный бытовой расход становится меньше требований водохозяйственного комплекса (сентябрь). Под регулирование попали 4 месяца. Все остальные месяцы работаем с мощностью равной мощности ВХК.

### 2.2.2 Водно-энергетические расчёты по условию маловодного года

Основной задачей водно-энергетического расчёта (далее - ВЭР) является по известным расчётным гидрографам маловодного и средневодного года,

требованиям водохозяйственного комплекса, годовому графику среднемесячных мощностей определить: гарантированные мощности для каждого месяца, минимальный уровень сработки водохранилища (т.е. уровня мёртвого объёма (далее - УМО), среднемноголетнюю выработку. Так же на основе ВЭР производится определение вытесняющей рабочей мощности и, как следствие, установленной мощности проектируемой станции.

Расчет начинается с момента, когда водохранилище наполнено и, следовательно, уровень воды в нем равен  $\nabla_{НПУ} = 186$  м и  $V_{Н} = 20,38$  км<sup>3</sup>.

Расход через турбины ГЭС определяется по формуле:

$$Q_{ГЭС}^t = Q_{п.б}^t - Q_{вдх}^t; \quad (2.14)$$

где  $Q_{п.б}^t$  – по формуле (2.15);

$Q_{вдх}^t$  – расход воды из водохранилища.

$Q_{вдх}^t$  варьируется для достижения нужной мощности. Причём если вода берётся из водохранилища –  $Q_{вдх}^t$  имеет знак «минус».

Расход воды в НБ определяется суммой расхода воды через ГЭС и потерь воды из водохранилища на фильтрацию:

$$Q_{НБ}^t = Q_{ГЭС}^t + Q_{ф}^t; \quad (2.15)$$

Расход в нижний бьеф не может быть меньше расхода, заданного ВХК.

Для определения изменения объёма водохранилища воспользуемся формулой:

$$\Delta V^t = Q_{вдх}^t \cdot t; \quad (2.16)$$

где  $t$  – число секунд в месяце равное 2628000 с.

Отметка уровня воды в ВБ на конец месяца определяется исходя из известного объёма воды в водохранилище по кривой связи (рисунок 1.2).

Принимается следующее допущение – расход в течении месяца постоянен и при переходе от месяца к месяцу изменяется мгновенно, следовательно, отметка НБ в течении месяца постоянна и так же изменяется мгновенно при переходе от месяца к месяцу. Отметка уровня воды в НБ определяется по кривым связи в НБ (рисунок 1.1), исходя из известного расхода в НБ.

Напор на турбине рассчитываем по формуле:

$$H^t = z_{ВБ.ср}^t - z_{НБ}^t - \Delta h; \quad (2.17)$$

где  $z_{ВБ.ср}^t$  – среднее значение отметки ВБ;

$z_{НБ}^t$  – отметка НБ, соответствующая расходу в нижний бьеф;

$\Delta h$  - потери напора (из исходных данных).

Мощность станции определяем по формуле:

$$N^t = k_N \cdot Q^t \cdot H^t, \quad (2.18)$$

где  $Q^t$  – принимается равным расходу воды через турбины ГЭС;  
 $H^t$  – напор на турбине.

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

Результатом сработки-наполнения являются:

– гарантированная мощность

$$N_{\text{гар}} = 410 \text{ МВт};$$

– уровень мёртвого объёма

$$V_{\text{УМО}} = 177,53 \text{ м};$$

– полезный объём водохранилища

$$V_{\text{полезный}} = 10,43 \text{ км}^3;$$

– коэффициент зарегулированности стока:

$$\beta = \frac{V_{\text{пол}}}{W_{\text{ср.мл}}} = \frac{5,20}{31,4} = 0,17; \quad (2.19)$$

График сработки-наполнения водохранилища представлен на рисунке 2.4.

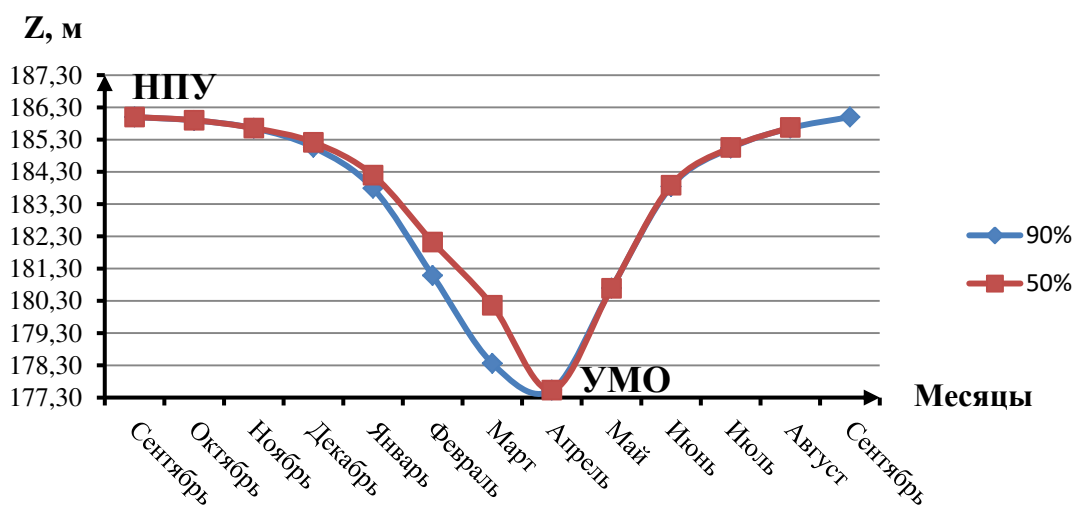


Рисунок 2.4 - График сработки-наполнения водохранилища для средневодного и маловодного года

### 2.2.3 Определение установленной мощности ГЭС

Кемеровская ГЭС будет использована для работы в базе и покрытия пиков нагрузки Кемеровского РДУ на плакате «Использование водной энергии Кемеровской ГЭС на реке Томь».

При составлении баланса мощности энергосистемы учитывается, что нагрузочный резерв в данной энергосистеме составляет 1,5% от максимальной мощности энергосистемы, аварийный резерв составляет 7% от максимальной мощности энергосистемы. Установленная мощность ГЭС рассчитывается по формуле:

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

где  $N_{раб.выт}^{ГЭС}$  определяется из условия максимума вытеснения тепловых мощностей системы.

$$N_{раб.выт}^{ГЭС} = 590 \text{ МВт}$$

$$N_{рез}^{нагр} = 1,5\% \cdot N_{раб.выт}^{ГЭС} = 10 \text{ МВт} \quad (2.21)$$

$$N_{уст} = N_{раб.выт}^{ГЭС} + N_{рез}^{нагр} = 590 + 10 = 600 \text{ МВт}$$

### 2.2.4 Водно-энергетические расчёты по условию средневодного года

Расчет производится по тем же формулам, что и ВЭР по условию маловодного года.

Приток в водохранилище соответствует гидрографу расчётного средневодного года (таблица 2.3)

Сработка-наполнение водохранилища средневодного года представлена в приложении Б, таблица Б.5.

Среднемноголетняя выработка – 2,837 млрд. кВт·ч.

## 2.3 Баланс мощности и энергии

### 2.3.1 Баланс энергии Кемеровского РДУ

Зная среднемесячные мощности Кемеровской ГЭС (приложение Б, таблица Б.4), мощности генерации и потребления энергосистемы (приложение А, таблица А.3), строится баланс энергий рисунок 2.3.

### 2.3.2 Баланс мощности Кемеровского РДУ

Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме. При этом продолжительность ремонта агрегатов ГЭС принимается равной 30 дням, а частота проведения – раз в 6 лет.

Ремонтная площадь существующих ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{сущ.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{868}{6} = 145 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}, \quad (2.22)$$

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

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{пр.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{600}{6} = 100 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}, \quad (2.23)$$

где  $N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}}$  – установленная мощность Кемеровской ГЭС

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

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

$$\begin{aligned} F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} &= \left( \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot \frac{1}{2} \text{ мес} + \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot 1 \text{ мес} \right) \cdot \frac{1}{2} = \\ &= \left( \frac{7480}{4} + \frac{7480}{2} \right) \cdot \frac{1}{2} = 2805 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}. \end{aligned} \quad (2.24)$$

Данные для построения баланса мощности энергосистемы представлены в таблице 2.4. Баланс мощности ЭС представлен на рисунке 2.5

Таблица 2.4–Расчёты для построения баланса мощности

Месяц	Нагрузка системы			Существующие ГЭС				Проектируемая ГЭС				ТЭС			
	$P_{\text{max}}$	$P_{\text{ав}}$	$P_{\text{рем}}$	$N_{\text{р}}$	$N_{\text{ав}}$	$N_{\text{н}}$	$N_{\text{рем}}$	$N_{\text{р}}$	$N_{\text{ав}}$	$N_{\text{н}}$	$N_{\text{рем}}$	$N_{\text{р}}$	$N_{\text{ав}}$	$N_{\text{н}}$	$N_{\text{рем}}$
1	4836	339	73	800	56	12	0	590	0	10	0	3446	241	52	0
2	4662	339	73	717	56	12	0	499	0	10	0	3446	241	52	0
3	4361	339	73	660	56	12	0	280	0	10	150	3421	241	51	0
4	4012	339	73	540	56	12	0	350	0	10	0	3122	241	47	207
5	3710	339	73	490	56	12	0	400	0	10	0	2820	241	42	507
6	3536	339	73	340	56	12	0	380	0	10	0	2816	241	42	686
7	3535	339	73	340	56	12	0	380	0	10	0	2815	241	42	686
8	3709	339	73	490	56	12	0	400	0	10	0	2819	241	42	512

Окончание таблицы 2.4

Месяц	Нагрузка системы			Существующие ГЭС				Проектируемая ГЭС				ТЭС			
	$P_{max}$	$P_{ав}$	$P_{рем}$	$N_p$	$N_{ав}$	$N_H$	$N_{рем}$	$N_p$	$N_{ав}$	$N_H$	$N_{рем}$	$N_p$	$N_{ав}$	$N_H$	$N_{рем}$
9	4010	339	73	560	56	12	0	380	0	10	0	3070	241	46	207
10	4358	339	73	650	56	12	150	480	0	10	0	3228	241	48	0
11	4661	339	73	716	56	12	0	499	0	10	0	3446	241	52	0
12	4836	339	73	800	56	12	0	590	0	10	0	3446	241	52	0

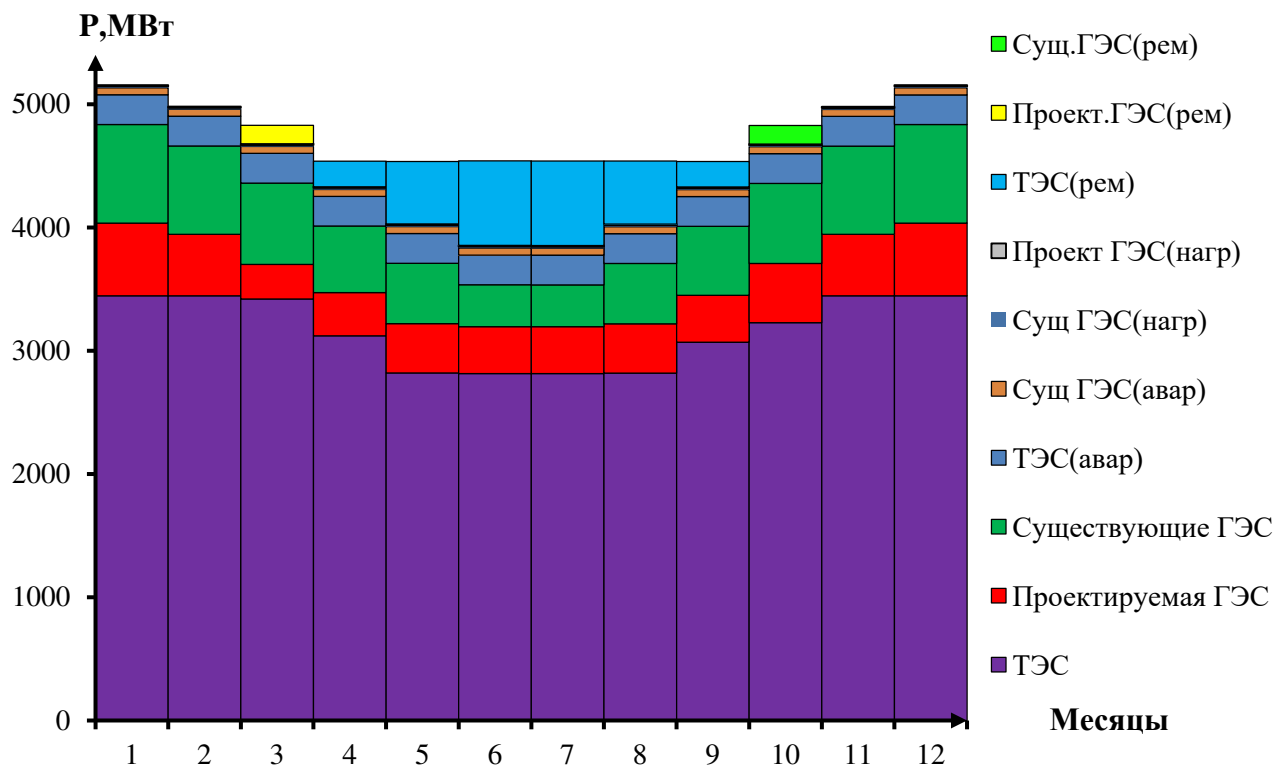


Рисунок 2.5 – Баланс мощности

### 3 Основное и вспомогательное оборудование

#### 3.1 Выбор числа и типа агрегатов

##### 3.1.1 Построение режимного поля

Необходимо определить область допустимого режима работы проектируемой ГЭС, для этого строится режимное поле по расходу и напору.

Верхней границей режимного поля является напорная характеристика при работе ГЭС с водохранилищем, при отметки НПУ (186 м), нижней – при работе ГЭС с водохранилищем, сработанным до отметки УМО (177,53 м), а промежуточной является характеристика, построенная при напоре в середине января (182,44м).

Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению:

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

где  $z_{вб}(V_{сраб})$  – отметка уровня воды в водохранилище, которая изменяется в зависимости от объема сработки  $V_{сраб}$  от НПУ до УМО;

$z_{нб}(Q_{нб})$  – отметка уровня воды в нижнем бьефе в зависимости от расхода  $Q_{нб}$ ;

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

Определение ограничения работы турбин:

– ограничение слева на режимном поле является минимальный расход воды по условиям водохозяйственного комплекса ( $Q_{ГЭС}^{\min} = 175 \text{ м}^3/\text{с}$ );

– ограничение по расчетной установленной мощности, определяемое уравнением:

$$N_{уст}^p = k_N \cdot Q_{ГЭС} \cdot H_{ГЭС}, \quad (3.2)$$

где  $k_N$  – коэффициент мощности (исходные данные);

$Q_{ГЭС}$  – ограничение по пропускной способности ГЭС, которую до выбора турбинного оборудования строим по зависимости:

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГЭС}^{\max} \cdot \sqrt{H_{ГЭС}} / \sqrt{H_p^N}, \quad (3.3)$$

где  $Q_{ГЭС}^{\max}$  – максимальная пропускная способность ГЭС, соответствующая работе гидростанции при расчетном напоре  $H_{расч}^N = 32,5 \text{ м}$ .

Результаты расчета представлены в таблице 3.1 и рисунке 3.1.



Таблица 3.1 – Результаты расчета режимного поля Кемеровской ГЭС

Кривые связи нижнего бьефа для летних и зимних условий		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
Qнб	Zнб	H нпу	H умо	H звб1	H	Q	H	Q
0	140,00	45,70	37,23	42,14	38,00	1756	27	1869
250	141,50	44,20	35,73	40,64	37,00	1804	28	1903
500	142,93	42,77	34,30	39,21	36,00	1854	29	1936
750	144,27	41,43	32,96	37,87	35,00	1907	30	1970
1000	145,52	40,18	31,71	36,62	34,00	1963	31	2002
1250	146,66	39,04	30,57	35,48	33,00	2022	32	2034
1500	147,70	38,00	29,53	34,44	32,00	2086	33	2066
1750	148,63	37,07	28,60	33,51	33,00	2022	32	2034
2000	149,45	36,25	27,78	32,69	32,00	2086	33	2066
2250	150,15	35,55	27,08	31,99	31,00	2153	34	2097
2500	150,74	34,96	26,49	31,40	30,00	2225	35	2127

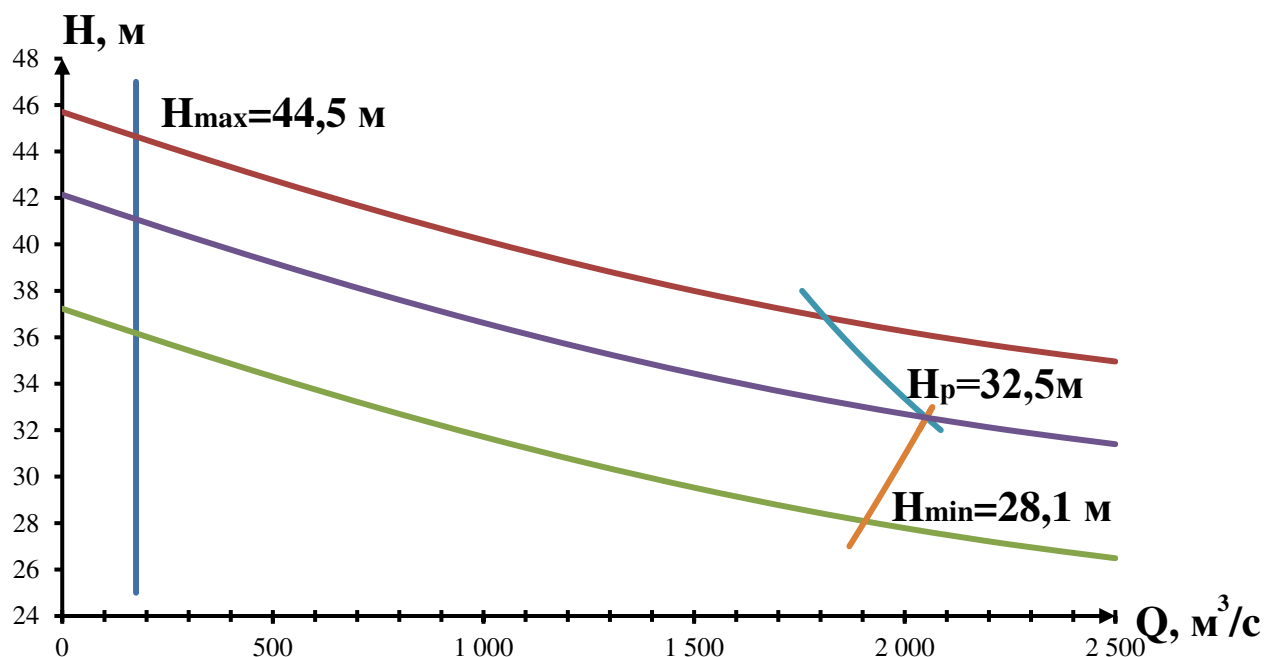


Рисунок 3.1 – Режимное поле Кемеровской ГЭС

Из построенного режимного поля определяется:  
 – максимальный напор. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу:

$$H_{max} = 44,50 \text{ м};$$

– максимальный расход. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора:

$$Q^{max} = 2050 \text{ м}^3/\text{с};$$

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

$$H_p = 32,5 \text{ м};$$

– минимальный напор. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС:

$$H_{min} = 28,1 \text{ м}.$$

### 3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

Выбор системы и типа турбины производится по величине максимального напора, так чтобы значение  $H_{max}$  было бы близко к предельному напору  $H_{пред}$  выбранного типа, но не превышало его, т.е.  $H_{max} \leq H_{пред}$ .

Для максимального напора 44,5 м выбираются следующие гидротурбины:

- поворотно-лопастная ПЛ-50В;
- поворотно-лопастная диагональная ПЛД50-В60<sup>0</sup>
- радиально-осевая РО-45-В;

Необходимо проверить отношение  $H_{min}/H_{пред}$  оно должно быть не меньше заданных значений:

ПЛ-50В:

$$\frac{H_{min}}{H_{пред}} = \frac{28,1}{50,0} = 0,56 > 0,5 \quad (3.4)$$

ПЛД50-В60<sup>0</sup>:

$$\frac{H_{min}}{H_{пред}} = \frac{28,1}{50,0} = 0,56 > 0,5 \quad (3.5)$$

РО-45-В:

$$\frac{H_{min}}{H_{пред}} = \frac{28,1}{45,0} = 0,62 > 0,6 \quad (3.6)$$

У всех турбин выполняются данное условие. В таблице 3.2 представлены характеристики модельных гидротурбин, подходящих по вышеперечисленным условиям.

Таблица 3.2 – Параметры турбинного оборудования

Параметр		Турбина ПЛ150–В	Турбина ПЛД50- В60 <sup>0</sup>	Турбина РО45–В
Максимальный напор гидротурбин	$H_{\text{пред}}$	50	50	45
Диапазон регулирования	$H_{\text{min}}/H_{\text{max}}$	0,5	0,5	0,6
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{10}, \text{мин}^{-1}$	116,5	113	82,5
Оптимальный КПД р.т.	$\eta_{\text{мо}}$	0,916	0,904	0,876
Расход в р.т.	$Q'_{\text{max}}, \text{л/с}$	1520	1700	1430
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D'_{1\text{м}}, \text{м}$	0,46	0,35	0,46
Напор модельной турбины	$H_{\text{м}}, \text{м}$	12	5	4
Коэффициенты вязкости воды для модельной турбины	$\nu_{\text{м}}, \text{м}^2/\text{с}$	0,99	1,11	1,38

Для более обоснованного выбора параметров гидротурбины выполняются расчеты для ряда стандартных диаметров для каждого типа турбин.

КПД натурной турбины  $\eta_{\text{т}}$ :

$$\eta_{\text{т}} = 1 - (1 - \eta_{\text{м}}) \left( (1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1\text{м}}}{D_1}} \sqrt[10]{\frac{H_{\text{м}}}{H_{\text{р}}^{\text{Н}}}} \sqrt[5]{\frac{\nu_{\text{н}}}{\nu_{\text{м}}}} \right); \quad (3.7)$$

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

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

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

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

Мощность одного агрегата:

$$N_{\text{а}} = 9,81 Q'_{1\text{р}} D_1^2 H_{\text{р}}^{\text{Н}} \sqrt{H_{\text{р}}^{\text{Н}} \eta_{\text{т}} \eta_{\text{г}}}; \quad (3.8)$$

где  $Q'_{1\text{р}}$  – приведенный расход в расчетной точке;

$\eta_{\text{г}}^{\text{ср}}$  – средний КПД генератора (предварительно принимается  $\eta_{\text{г}} = 0,97$ ).

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов:

$$Z'_a = \frac{N_{гэс}^{уст}}{N_a}; \quad (3.9)$$

где  $N_{гэс}^{уст} = 600$  МВт – установленная мощность.

Расчитанное число агрегатов  $Z'_a$  округляется до целого числа в большую сторону  $Z_a$ . Рекомендуется принимать кратное 2 или 3 для того, чтобы главная схема электрических соединений была симметричной.

После чего уточняется мощность агрегата:

$$N_a = \frac{N_{уст}}{Z_a}; \quad (3.10)$$

Частота вращения турбины:

$$n = n'_{I_p} \cdot \frac{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}{D_1}; \quad (3.11)$$

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

$\Delta$  - поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к натуре.

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:

$$n'_{Imin} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{max} \cdot \Delta}}; \quad (3.12)$$

$$n'_{Iрасч} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{расч} \cdot \Delta}}; \quad (3.13)$$

$$n'_{Imax} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{min} \cdot \Delta}}; \quad (3.14)$$

где  $n_c$  – стандартное значение синхронной частоты вращения;

Произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{T \text{ ср}}}; \quad (3.15)$$

Расчитывается приведённый расход:

$$Q'_{Imin} = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H_{min} \cdot \Delta}} = \frac{130}{5,3^2 \cdot \sqrt{27 \cdot 1,042}}; \quad (3.16)$$

$$Q'_{Imax} = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}} = \frac{130}{5,3^2 \cdot \sqrt{48,5 \cdot 1,042}}; \quad (3.17)$$

где  $Q_{min}$  – расход при санитарном попуске

Расчитанные по формулам (3.7) - (3.17) величины для разных диаметров натуральных турбин сводятся в таблицу 3.3 для ПЛ50-В, таблицу 3.4 для РО45-В и таблицу 3.5 для ПЛД50-В60.

Таблица 3.3–Результаты расчёта параметров оборудования для различных значений  $D_1$  гидротурбины ПЛ50-В.

$D_1$ , м	5,3	6	6,3	7,1	7,5
$\eta_T$	0,929	0,930	0,930	0,932	0,932
$N' \text{ агр}$	69927,9	89726,3	98968,9	125839,4	140488,2
$Z'$ ,шт	8,6	6,7	6,1	4,8	4,3
$Z_a$	9	8	8	6	6
$N \text{ агр}$	66667	75000	75000	100000	100000
$\Delta P$	1,036	1,037	1,037	1,038	1,039
$n'$ с	127,5	112,7	107,4	95,3	90,3
$n$ синх	130,4	115,4	107,1	100	93,8
$n'$ max	128,1	128,3	125,0	131,4	130,2
$n'$ расч	119,1	119,3	116,2	122,2	121,1
$n'$ min	101,8	101,9	99,3	104,4	103,5
$Q' \cdot \eta_T$ при $N \text{ расч}$	1,346	1,182	1,072	1,125	1,008
$Q' \cdot \eta_T$ при $N \text{ max}$	0,840	0,738	0,669	0,702	0,629
$Q'$ при $N \text{ max}$ , л/с	918	716	649	511	458
$Q'$ при $N \text{ min}$ , л/с	1155	901	817	643	576

Таблица 3.4–Результаты расчёта параметров оборудования для различных значений  $D_1$  гидротурбины РО45-В.

$D_1$ , м	5,3	6	6,3	7,1	7,5
$\eta_T$	0,923	0,924	0,925	0,926	0,926
$N' \text{ агр}$	65389	83904	92547	117676	131375
$Z'$ ,шт	9,2	7,2	6,5	5,1	4,6
$Z_a$	10	8	8	6	6
$N \text{ агр}$	60000	75000	75000	100000	100000
$\Delta P$	1,054	1,055	1,056	1,057	1,058
$n'$ с	91,1	80,5	76,7	68,1	64,5
$n$ синх	88,2	81	75	68,2	65,2

### Окончание таблицы 3.4.

D1, м	5,3	6	6,3	7,1	7,5
n' max	85,9	89,2	86,7	88,8	89,7
n' расч	79,9	83,0	80,7	82,6	83,4
n' min	68,3	70,9	68,9	70,6	71,3
Q' ηТ при Нрасч	1,212	1,182	1,072	1,125	1,008
Q' ηТ при Нmax	0,756	0,738	0,669	0,702	0,629
Q' при Нmax, л/с	910	709	643	506	454
Q' при Нmin, л/с	1145	893	809	637	571

Таблица 3.5–Результаты расчёта параметров оборудования для различных значений D1 гидротурбины ПЛД50-В60.

D1, м	5,3	6	6,3	7,1	7,5
ηТ	0,915	0,916	0,916	0,918	0,918
N' agr	77011,0	98831,8	109019,6	138641,0	154791,1
Z', шт	7,8	6,1	5,5	4,3	3,9
Za	10	8	6	6	6
N agr	60000	75000	100000	100000	100000
ΔP	1,060	1,061	1,062	1,063	1,064
n' с	125,1	110,6	105,4	93,6	88,6
n синх	125	115,4	107,1	93,8	88,2
n' max	121,4	126,8	123,5	121,8	121,0
n' расч	112,9	117,9	114,9	113,3	112,5
n' min	96,5	100,7	98,2	96,8	96,1
Q' ηТ при Нрасч	1,212	1,182	1,429	1,125	1,008
Q' ηТ при Нmax	0,756	0,738	0,892	0,702	0,629
Q' при Нmax, л/с	829	647	586	461	413
Q' при Нmin, л/с	1044	814	738	581	520

Исходя из результатов расчета, в дальнейшем рассматриваются турбины ПЛ50-В с диаметром 6 м, 6,3 м, 7,1 м; турбина РО45-В с диаметром 7,1 м.

## 3.2 Гидротурбины и их проточная часть

### 3.2.1 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины

Отметка рабочего колеса определяется по формуле:

$$\nabla Z_{P.K.} = Z_{H.B.}(Q_{H.B.}) + H_S, \quad (3.18)$$

где  $Z_{H.B.}(Q_{H.B.})$  – отметка уровня воды в НБ при  $Q_{H.B.}$ , соответствующая расчетному значению высоты отсасывания  $H_S$ ;

$H_S$  – высота отсасывания.

Глубина отсасывания рассчитывается для трех наиболее опасных с точки зрения кавитации случаев:

1. Работа одного агрегата с  $N_p$  при НПУ;
2. Работа одного агрегата с  $N_p$  и  $H_p$ ;
3. Работа одного агрегата на линии ограничения по турбине с  $N_p$  и

$H_{min}$ .

Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины производится с целью обеспечения ее бескавитационного режима работы. Высота отсасывания:

$$H_S = B - \frac{Z_{НБ}}{900} - \sigma \cdot H - 1,5 + Z_{Х.Пл.} \quad (3.19)$$

где  $B = 10,33$  м – барометрическое давление;

$Z_{НБ}(Q_{НБ})$  – отметка НБ в зависимости от расхода в НБ;

$\sigma$  – коэффициент кавитации, определяемый по главной универсальной характеристике для расчётных условий;

$H$  – напор на турбине, определяемый уровнем верхнего бьефа и  $Z_{НБ}(Q_{НБ})$ ;

$Z_{Х.Пл.}$  – разность высотных отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин, (для поворотно-лопастных гидротурбин  $Z_{Х.Пл.} = 0$ ).

Рассчитывается высота отсасывания для ПЛ50-В- 710 м (3.19):

$$H_S = 10,33 - \frac{141,52}{900} - 0,16 \cdot 44,5 - 1,5 = 1,55 \text{ м}$$

Аналогично выполняется расчет для двух других режимах работы турбины. Расчеты всех выбранных турбин представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.6.–Результаты расчета высоты отсасывания турбины

Тип турбины	$\eta_T$	D1, м	Za, шт	N агр, МВт	n синх	Hs1	Hs2	Hs3
ПЛ50-В-600	0,930	6	8	75	115,4	0,66	-4,98	-1,72
ПЛ50-В-630	0,930	6,3	8	75	107,1	2,00	-2,38	-0,32
ПЛ50-В-710	0,932	7,1	6	100	100	1,55	-4,00	-1,73
РО45-В-710	0,923	7,1	6	100	68,2	3,89	3,30	3,99

Анализируя полученные варианты параметров данных турбин, выбирается турбина ПЛ50-В-710, количество агрегатов принимается  $Z_a = 6$ , синхронная частота вращения  $n_{\text{синх}} = 100$  об/мин, так как КПД является наибольшим, количество агрегатов вышло наименьшее.

Рассчитывается заглубление рабочего колеса (3.18) при каждой из вычисленных высот отсасывания.

$$\nabla Z_{P.K.1} = 141,58 + 1,55 = 143,13 \text{ м};$$

$$\nabla Z_{P.K.2} = 142,54 - 4,00 = 138,54 \text{ м};$$

$$\nabla Z_{P.K.1} = 142,41 - 1,73 = 140,68 \text{ м}.$$

Из всех полученных значений  $\nabla Z_{P.K.}$  выбирается минимальное значение,  $\nabla Z_{P.K.} = 138,54$  м.

Главная универсальная характеристика турбины ПЛ50-В-710 с построенным режимным полем представлена в приложении В, рисунок В.1.

### 3.2.2 Определение геометрических размеров проточной части

По чертежу проточной части модельной гидротурбины определяются основные геометрические размеры гидротурбины:

Диаметр спиральной камеры на входе:

$$D_{\text{с.к.вх}} = 1,739 \cdot D_1 = 1,739 \cdot 7,1 = 12,35 \text{ м} \quad (3.20)$$

Угол охвата спиральной камеры:

$$\varphi_{\text{с.к}} = 225^\circ$$

Ширина спиральной камеры:

$$B_{\text{сп}} = 2,928 \cdot D_1 = 2,928 \cdot 7,1 = 20,79 \text{ м} \quad (3.21)$$

Длина отсасывающей трубы:

$$L = 4,828 \cdot D_1 = 4,828 \cdot 7,1 = 34,28 \text{ м} \quad (3.22)$$

Ширина отсасывающей трубы на выходе:

$$B_1 = 2,917 \cdot D_1 = 2,917 \cdot 7,1 = 20,71 \text{ м} \quad (3.23)$$

Наружный радиус входного сечения:

$$r_{\text{вх}} = 1,739 \cdot D_1 = 1,789 \cdot 7,1 = 12,35 \text{ м} \quad (3.24)$$

Диаметр расположения входных кромок статора:

$$D_a = 10,70 \text{ м}$$

По полученным данным строится бетонная спиральная камера рисунок 3.2.



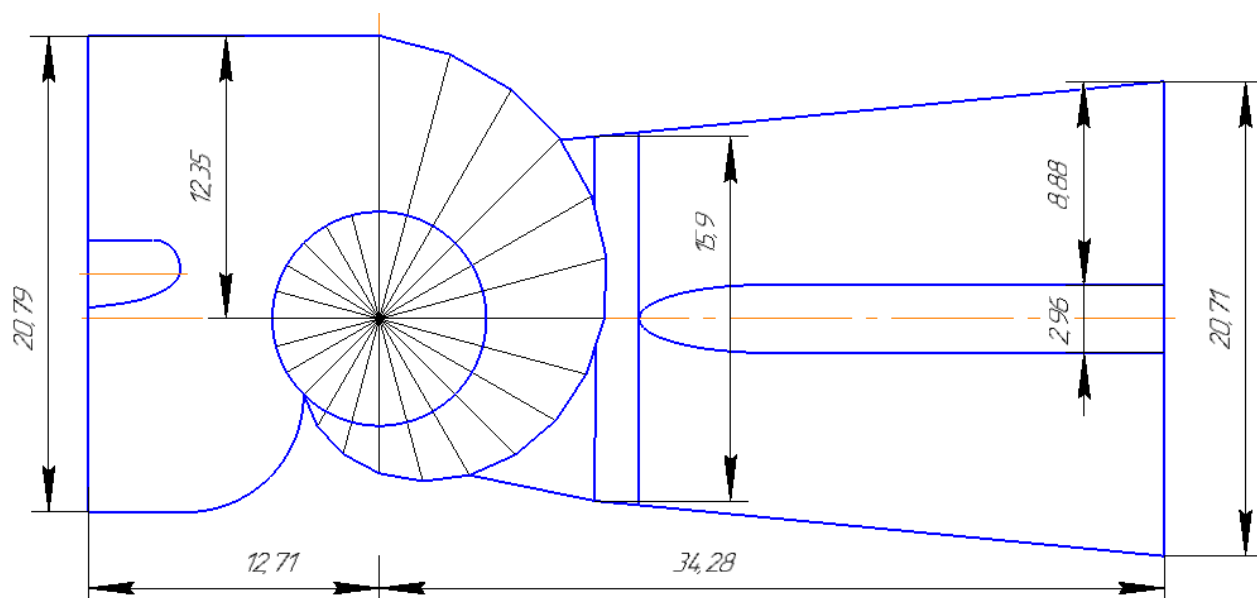


Рисунок 3.2 – Спиральная камера

Определяется наружный диаметр вала:

$$D_B^* \geq \left( \frac{5,1 \cdot M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33}, \quad (3.25)$$

где  $[\tau_{доп}] = 30 - 35$  МПа,

Крутящий момент:

$$M_{кр} = 0,00974 \cdot \frac{N}{n_{синх}} = 0,00974 \cdot \frac{100000}{100} = 9,74 \text{ м}, \quad (3.26)$$

$$D_B^* = \left( \frac{5,1 \cdot 10,9}{35} \right)^{0,33} = 1,18 \text{ м};$$

Полученное значение диаметра округляется до стандартизированного:

$$D_B = 1,2 \text{ м}.$$

### 3.2.3 Выбор типа и габаритных размеров маслонапорной установки

Габаритные размеры МНУ определяются объёмом масловоздушного котла, зависящего от суммарного объема сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ. По номограмме определяется тип маслонапорной установки:

МНУ 16/1 – 40-20-3.

Маслонапорная установка с гидроаккумулятором вместимостью  $16 \text{ м}^3$ , состоящим из 1 сосуда на давление 4 МПа ( $40 \text{ кгс/см}^2$ ), с маслонасосным агрегатом ГА 8/1 – 40, имеющим сливной бак вместимостью  $20 \text{ м}^3$  с 3 насосами.

### 3.2.4 Выбор электрогидравлического регулятора

По номограмме определяется тип ЭГР. Выбранный регулятор ЭГРК-2П 150-4.

### 3.3 Выбор гидрогенератора

Гидрогенератор подбирается по справочным данным серийных типов по расчетному значению его номинальной мощности и синхронной частоте вращения.

Основные параметры выбранного гидрогенератора СВ-1160/135-60 представлены в таблице 3.7.

Таблица 3.7– Основные параметры генератора Кемеровской ГЭС

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{\text{ном}}$	МВА	128,7
Номинальная активная мощность	$P_{\text{ном}}$	МВт	103
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$	о.е.	0,8
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}}$	кВ	13,8
Номинальный ток	$I_{\text{ном}}$	кА	5,38
Номинальная частота вращения	$n_{\text{ном}}$	об/мин	100
Сопротивление обмотки статора	$X_d$	о.е.	1,05
Переходное сопротивление	$X'_d$	о.е.	0,32
Сверхпереходное сопротивление	$X''_d$	о.е.	0,22
Исполнение	зонтичное		

### 3.4 Подъемно - транспортное оборудование

По массе ротора принимается мостовой кран КМ400/50, грузоподъемностью главного крюка –400 т, вспомогательного –50 т.

В качестве подъемного механизма для затворов отсасывающих труб принят козловой кран грузоподъемностью главного крюка – 63т, вспомогательного – 15 т.

Для подъема сороудерживающих решеток и затворов водоприемников козловой кран грузоподъемностью 150 тонн.

## 4 Электрическая часть

### 4.1 Выбор главной схемы электрических соединений и схемы собственных нужд

Главная электрическая схема Кемеровской ГЭС должна обеспечивать выдачу мощности в различных эксплуатационных режимах и отвечать основным требованиям:

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

В Кемеровской энергосистеме присутствуют несколько подстанций 220 кВ. По карте – схеме размещения линий электропередач подстанций было определено, что ближайшей является подстанция «Соколовская» напряжением 220/110/35кВ, в 60км от Кемеровской ГЭС.

По условиям вышеперечисленных требований, а также для обеспечения бесперебойной работы энергосистемы, была выбрана схема с объединенными блоками.

Структурная схема представлена на рисунке 4.1.

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

Необходимо предусматривать не менее двух независимых источников питания при любом режиме работы станции, в том числе при отключении одного из независимых источников питания». На Кемеровской ГЭС в качестве источников питания будут приняты:

- генераторы;
- от подстанции Салтымаковская 35/6 кВ;
- дизель-генераторная установка (ДГУ).

Рассматривается схема с укрупненными блоками, представленная на рисунке 4.1.

Главная схема электрических соединений представлена на чертеже «Главная электрическая схема».

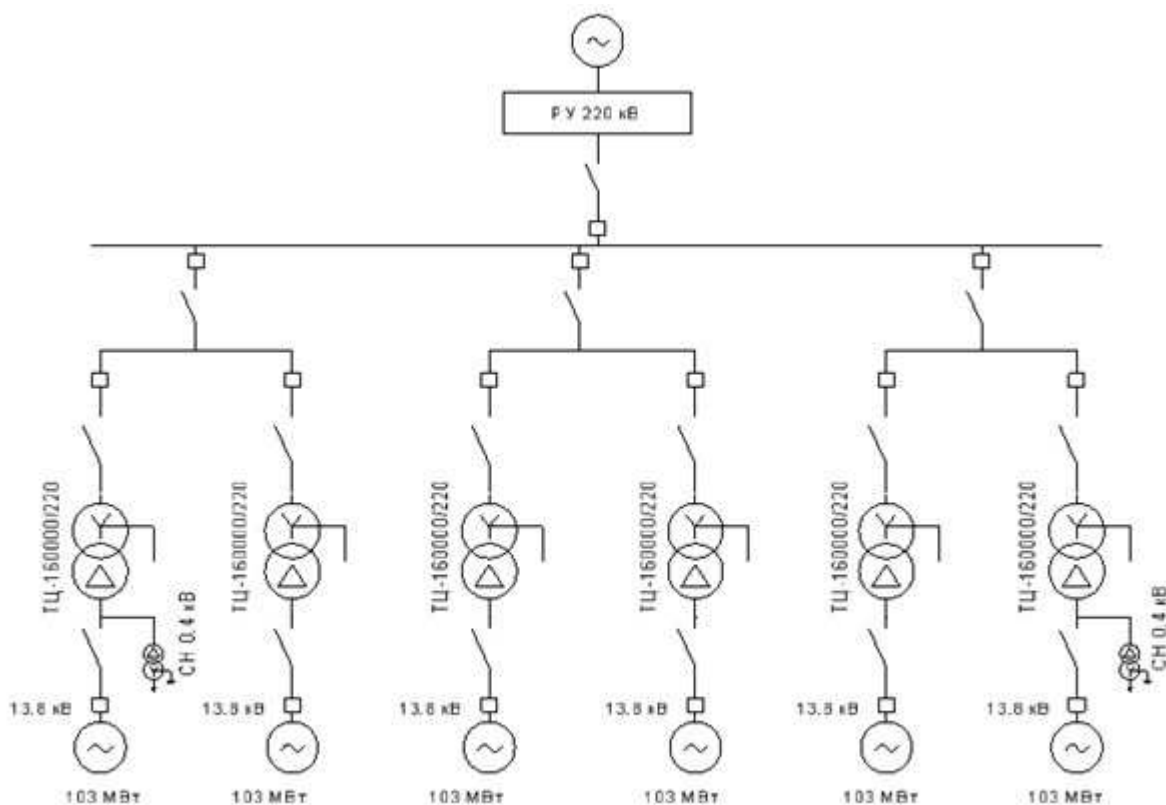


Рисунок 4.1 – Структурная схема с тремя объединёнными блоками

#### 4.2.1 Главные повышающие трансформаторы

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

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

$$S_{\text{пот}} = S_{\Gamma} - S_{\text{СН}} = 128,7 - 7,95 = 120,75 \text{ МВА} \quad (4.1)$$

По каталогу АО "УЭТМ" выбирается трансформатор ТЦ-160000/220. Параметры трансформатора приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Параметры трансформатора ТЦ-160000/220

Тип изделия, обозначение нормативного документа	Номинальная мощность, кВ·А	Номинальное напряжение обмоток, кВ		Схема и группа соединения обмоток	Потери, кВт	
		ВН	НН		XX	КЗ
ТЦ-160000/220-У1	160000	242	13,8	Y <sub>н</sub> /D-11	155	500

Трансформатор трехфазный с принудительной циркуляцией воздуха.

## 4.2.2 Выбор трансформаторов собственных нужд

Условие выбора трансформатора собственных нужд:

$$S_{Тс.н.} \geq S_{с.н.}$$

По каталогу АО "УЭТМ" выбираются трансформаторы ТСЗ-6000/13,8 У1 в количестве 2. Каталожные данные представлены в таблице 4.2 ТСН устанавливаются в отпайки генераторов Г1, Г6.

Таблица 4.2 – Каталожные данные трансформатора ТСЗ-6000/13,8 У1

$S_{ном}, МВА$	$U_H, кВ$		$U_K, \%$	$\Delta P_K, кВт$	$\Delta P_{ХХ}, кВт$
	$U_{ВН}$	$U_{НН}$			
6	13,8	6	8	42	8,1

## 4.3 Распределительное устройства

### 4.3.1 Выбор проводов отходящих воздушных линий

Суммарная мощность РУ:

$$S_{РУ} = n_{ген} \cdot S_{ген} - S_{сн} = 6 \cdot 128,7 - 7,95 = 764,25 \text{ МВА}, \quad (4.2)$$

Число отходящих линий:

$$n = \frac{S_{РУ} \cdot \cos \varphi_c}{P_{нат} \cdot K} + 1 = \frac{764,25 \cdot 0,8}{135 \cdot 1,2} + 1 = 5 \quad (4.3)$$

где  $P_{нат} = 135 \text{ МВт}$  – натуральная мощность линии 220 кВ;  
 $K = 1,2$  – коэффициент, принимается в соответствии с [17].

Вычисляется рабочий ток в линии:

$$I_{раб} = \frac{S_{ст}}{\sqrt{3} \cdot n_l \cdot U_{ном}} = \frac{772,2}{\sqrt{3} \cdot 5 \cdot 220} = 405 \text{ А}, \quad (4.4)$$

Рабочий ток в утяжелённом режиме, при выходе из строя одной линии:

$$I_{раб,ут} = \frac{S_{ст}}{\sqrt{3} \cdot (n_l - 1) \cdot U_{ном}} = \frac{772,2}{\sqrt{3} \cdot (5 - 1) \cdot 220} = 507 \text{ А}, \quad (4.5)$$

Выбирается провод АС 240/32 с допустимым током  $I_{доп} = 610 \text{ А}$ ,  $x_0 = 0,435 \text{ Ом/км}$ . Параметры провода приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Параметры провода марки АС-240/32

Число проводов в фазе	$R_0 \text{ Ом/км}$	$X_0 \text{ Ом/км}$	$b_0 \text{ См/км}$
1	0,118	0,435	$2,604 \cdot 10^{-6}$

В результате для выдачи мощности принято строительство пяти одноцепных ВЛ 220 кВ Кемеровская ГЭС – ПС «Соколовская» протяженностью 60 км.

### 4.3.2 Выбор схемы распределительного устройства

СТО ОАО ФСК УЭС регламентирует схему распределительного устройства. Для распределительного устройства 220 кВ и 8 присоединений (три генераторных и пять воздушных линий): две рабочие и обходная система шин (при 5 и более присоединениях, повышенных требованиях к сохранению в работе присоединений, но не допускающих даже кратковременную потерю напряжения при плановом выводе выключателей из работы, реконструкции и наличии других обоснований). Схема выдачи мощности Кемеровской ГЭС представлена на рисунке 4.2.

Окончательно принимается схему распределительного устройства ОРУ – две рабочие и обходная системы шин.

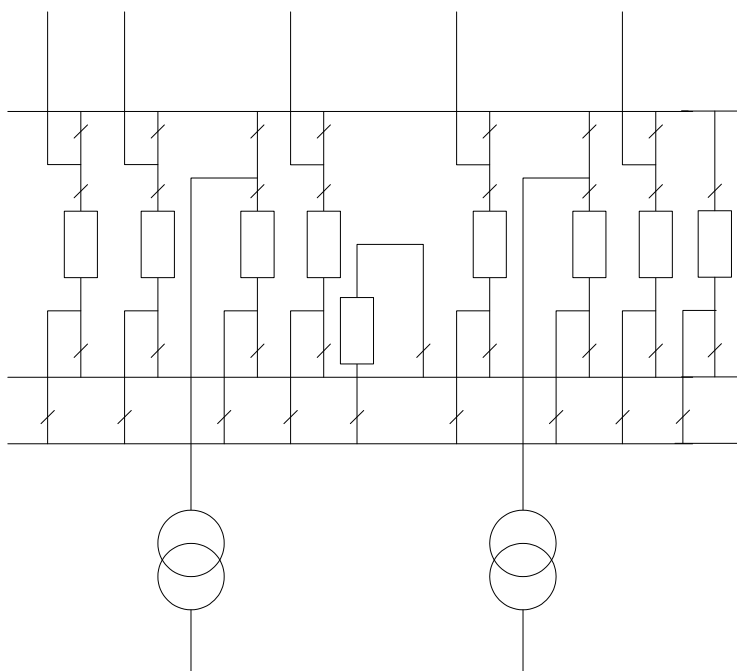


Рисунок 4.2 - Схема выдачи мощности Кемеровской ГЭС

## 4.4 Электротехническое оборудование

### 4.4.1 Расчёт токов короткого замыкания

Расчёт токов короткого замыкания произведён в программном комплексе RastrWin.

Сопротивление генератора:

$$x_{\Gamma} = x''_d \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,22 \cdot \frac{13,8^2}{128,7} = 0,424 \text{ Ом}, \quad (4.6)$$

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{\Gamma}}{\omega \cdot T_{\Gamma}} = \frac{1,2 \cdot 0,424}{314 \cdot 0,045} = 0,036 \text{ Ом}, \quad (4.7)$$

где  $x_d''$  – сверхпереходное продольное сопротивление генератора из таблицы 3.7;  
 $U_{\text{баз}}$  – базисное напряжение генератора;  
 $S_{\text{ном}}$  – полная номинальная мощность генератора, из таблицы 3.7;  
 $T_{\Gamma} = 0,045$  с – постоянная времени для гидрогенератора.

Сопротивление трансформатора:

$$x_{\Gamma} = \frac{u_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{ном}}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{242^2}{160} = 41,33 \text{ Ом}, \quad (4.8)$$

$$r_{\Gamma} = \Delta P_{\text{к}} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{ном}}^2} = 0,5 \cdot \frac{242^2}{160^2} = 10,3 \text{ Ом}, \quad (4.9)$$

где  $u_{\text{к\%}}$  – напряжение короткого замыкания трансформатора, из таблицы 4.1;  
 $U_{\text{ВН}}$  – напряжение обмотки высшего напряжения трансформатора, из таблицы 4.1;  
 $S_{\text{ном}}$  – полная номинальная мощность трансформатора, из таблицы 4.1;  
 $\Delta P_{\text{к}}$  – потери короткого замыкания трансформатора, из таблицы 4.1.

Сопротивление системы:

$$x_{\text{с}} = \frac{U_{\text{б}}^2}{S_{\text{к.з}}} = \frac{230^2}{150} = 352,67 \text{ Ом}, \quad (4.10)$$

$$r_{\text{с}} = \frac{x_{\text{с}}}{T_{\text{а.с}} \cdot \omega} = \frac{352,67}{0,065 \cdot 314} = 17,28 \text{ Ом}, \quad (4.11)$$

где  $U_{\text{б}}$  – базисное напряжение системы  
 $S_{\text{к.з}}$  – мощность короткого замыкания системы;

Сопротивление воздушной линии 220кВ:

$$x_{\text{л}} = \frac{x_{0,\text{уд}} \cdot l}{n} = \frac{0,345 \cdot 60}{5} = 4,14 \text{ Ом}, \quad (4.12)$$

$$r_{\text{л}} = \frac{r_{0,\text{уд}} \cdot l}{n} = \frac{0,121 \cdot 60}{5} = 1,452 \text{ Ом}, \quad (4.13)$$

где  $l$  – длина электропередачи.  
 $n$  – число отходящих линий.

ЭДС системы:

$$E_{\text{с}} = 230 \text{ кВ.}$$

Ниже представлены таблицы с внесёнными в ПК исходными данными (таблица 4.4 – 4.6) и обработанными результатами расчёта таблица 4.7.

Таблица 4.4 – Исходные данные по узлам

Тип	Номер	Название	$U_{ном}$ , кВ
зак	1	Система	220
у	2	РУ 220 кВ	220
зак	4	-	220
зак	5	-	220
зак	3	-	220
у	6	T1	13,8
у	7	T2	13,8
у	8	T3	13,8
у	9	T4	13,8
у	10	T5	13,8
у	11	T6	13,8

Таблица 4.5 - Исходные данные по ветвям

Тип	Тип	$N_{нач}$	$N_{кон}$	Название	$R$	$X$	Кт/г	$r_0$	$x_0$
ЛЭП	ЛЭП	1	2	Система – РУ 220 кВ	1,59	4,52	-	1,59	4,52
ЛЭП	ЛЭП	2	3	РУ 220 кВ	-	-	-	-	-
ЛЭП	ЛЭП	2	4	РУ 220 кВ	-	-	-	-	-
ЛЭП	ЛЭП	2	5	РУ 220 кВ	-	-	-	-	-
Тр-р	Тр-р	3	6	T1	1,03	41,33	0,063	1,03	41,33
Тр-р	Тр-р	3	7	T2	1,03	41,33	0,063	1,03	41,33
Тр-р	Тр-р	4	8	T3	1,03	41,33	0,063	1,03	41,33
Тр-р	Тр-р	4	9	T4	1,03	41,33	0,063	1,03	41,33
Тр-р	Тр-р	5	10	T5	1,03	41,33	0,063	1,03	41,33
Тр-р	Тр-р	5	11	T6	1,03	41,33	0,063	1,03	41,33

Таблица 4.6 - Исходные данные по генераторам

№ агрегата	Название	N узла	$r$	$x$	$r_2$	$X_2$	$r_0$	$X_0$	$E$
1	Г1	6	0,036	0,424	0,036	0,424	0,036	0,424	13,8
2	Г2	7	0,036	0,424	0,036	0,424	0,036	0,424	13,8
3	Г3	8	0,036	0,424	0,036	0,424	0,036	0,424	13,8
4	Г4	9	0,036	0,424	0,036	0,424	0,036	0,424	13,8
5	Г5	10	0,036	0,424	0,036	0,424	0,036	0,424	13,8
6	Г6	11	0,036	0,424	0,036	0,424	0,036	0,424	13,8
7	Система	1	17,279	352,66	17,279	352,66	17,279	352,66	220

Таблица 4.7 – Место короткого замыкания и результаты расчёта в точках

Тип КЗ	П1	$I_{п.0}$	$i_y$
1ф	5	20,46	49,67
3ф	5	13,64	33,11
3ф	1	36,37	94,97



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

Значения рабочих токов присоединений необходимы для выбора аппаратов и проводников по рабочему режиму. Рабочий режим делится на нормальный и утяжелённый.

Под нормальным режимом установки понимают режим, предусмотренный планом эксплуатации.

Утяжелённым режимом называется режим при вынужденном отключении части присоединений вследствие их повреждения или в связи с профилактическим ремонтом. При этом рабочие токи других присоединений могут заметно увеличиться и значительно превышать рабочие токи нормального рабочего режима.

Расчётный ток присоединения генераторов Г1-Г6:

$$I_{\Gamma \text{ раб}} = 1,05 \cdot I_{\Gamma \text{ ном}} = \frac{1,05 \cdot S_{\Gamma \text{ ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\Gamma \text{ ном}}}, \quad (4.14)$$

$$I_{\Gamma \text{ раб}} = \frac{1,05 \cdot 128,7}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 5654 \text{ A},$$

где  $U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение генератора;

$S_{\text{ном}}$  – полная номинальная мощность генератора.

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 220кВ:

$$I_{\text{раб max}} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot n_{\text{Л}} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{S_{\Gamma 1-\Gamma 6 \text{ ном}} \cdot S_{\text{СН}}}{\sqrt{3} \cdot n_{\text{Л}} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (4.15)$$

$$I_{\text{раб max}} = \frac{(128,7 \cdot 6) - 7,95}{\sqrt{3} \cdot 5 \cdot 220} = 401 \text{ A}$$

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

$$I_{\text{раб.утж.}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{Л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (4.16)$$

$$I_{\text{раб.утж.}} = \frac{(128,7 \cdot 6) - 7,95}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 501 \text{ A}$$

#### 4.4.3 Выбор электротехнического оборудования 220кВ

Используется каталог производителя ЗАО «Энергомаш» выбираем элегазовый баковый выключатель ВЭБ-220 и разъединитель РПД-220/1250 УХЛ1 [26]. Данные представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8–Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВЭБ-220	Разъединитель РПД-220/1250 УХЛ1
$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 401 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$
$I_{\text{н0}} = 8,19 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 25 \text{ кА}$
$i_{\text{y}} = 20,86 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 64 \text{ кА}$
	$I_{\text{ном.откл}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 25 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{н0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 8,19^2 \cdot (0,03 + 0,01) =$ $= 2,68 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} =$ $= 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбор приборов устанавливаемых на отходящие линии представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9– Приборы, устанавливаемые в цепи высшего напряжения 220 кВ на ОТХОДЯЩИХ ЛИНИЯХ

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

Выключатель ВЭБ-220 укомплектован трансформатором тока ТВГ-220. Производитель ЗАО «Энергомаш». Проверка трансформатора тока ТВГ-220-III-2000/5 представлена в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Проверка трансформатора тока

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб max}} = 401 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$
$S_2 < S_{2\text{ном}}$	$8,8 \text{ В} \cdot \text{А}$	$30 \text{ В} \cdot \text{А}$
$i_{\text{y}} < i_{\text{дин}}$	$15,27 \text{ В} \cdot \text{А}$	$50 \text{ В} \cdot \text{А}$
$B_{\text{к.расч}} < B_{\text{ном}}$	$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{н0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 8,19^2 \cdot (0,03 + 0,01) =$ $= 2,68 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбирается оптический трансформатор напряжения ДНЕЭ-220. Производитель ЗАО «ПРОФОТЕК». Параметры оптического трансформатора напряжения ДНЕЭ-220 представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.11– Проверка оптического трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$S_2 < S_{2\text{ном}}$	$8,8 \text{ В} \cdot \text{А}$	$30 \text{ В} \cdot \text{А}$

В ОРУ 220кВ устанавливается со стороны низшего напряжения ОПН-П1-220/163/10/2III(IV)УХЛ1 фирмы ЗАО «ЗЭТО».

#### 4.4.4 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 13,8кВ

Генераторный аппаратный комплекс выбирается по следующим условиям:

- 1)  $U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{НОМ,с}}$
- 2)  $I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{Граб max}}$
- 3)  $I_{\text{откл}} \geq I_{\text{по}}$

$$I_{\text{Г раб max}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Г ном}}} = 1,05 \cdot \frac{128,7}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 5,65 \text{ кА.} \quad (4.17)$$

По каталогу «Электроаппарат» выбирается генераторный аппаратный комплекс КАГ-20 на базе генераторного элегазового выключателя ВГГ-20, паспортные данные которого представлены в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Паспортные данные ВГГ-20-90/8000

$U_{\text{НОМ}}, \text{кВ}$	$U_{\text{max раб}}, \text{кВ}$	$I_{\text{НОМ}}, \text{А}$	$I_{\text{откл}}, \text{кА}$	$I_{\text{пр сквоз}}, \text{кА}$	$I_{\text{терм}}, \text{кА}$	$t_{\text{откл}}, \text{с}$	$t_1, \text{с}$
20	27,5	8000	90	230	90	0,03	3

$$i_{\text{уд}}^{\Gamma} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{но}} \left( 1 + e^{-\frac{0,01}{0,45}} \right) = \sqrt{2} \cdot 47,92 \cdot \left( 1 + e^{-\frac{0,01}{0,045}} \right) = 122 \text{ кА,} \quad (4.18)$$

$$i_{\text{уд}}^{\Gamma} < I_{\text{пр.скв}},$$

$$122 < 230$$

Проверка на термическую стойкость:

Расчетный тепловой импульс:

$$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{но}}^2 \cdot (t_{\text{в}} + t_{\text{рз}}) = 47,92 \cdot (0,1 + 0,01) = 252,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (4.19)$$

Номинальный тепловой импульс выключателя:

$$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 90^2 \cdot 3 = 24300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (4.20)$$

$$B_{\text{к.расч}} < B_{\text{к.ном}}$$

$$252,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 24300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Проверка на апериодическую составляющую выключателя ВГГ-20-90/6300:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 47,92 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,045}} = 54,26 \text{ кА}, \quad (4.21)$$

$$\frac{i_{a\tau}}{\sqrt{2}} / I_{\text{по}} \cdot 100\% = 80\%, \quad (4.22)$$

$$80\% < 90\%$$

Исходя из ПУЭ, трансформаторы со всех сторон защищаются ограничителями перенапряжений. В цепи 13,8 кВ.

## 5 Устройство РЗА

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

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

### 5.1 Расчёт номинальных токов

Для дальнейшего расчёта необходимо знать номинальные токи на генераторном и на высшем напряжении.

На генераторном напряжении:

$$I_{\text{НГ}}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{128,7}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 5384 \text{ А}; \quad (5.1)$$

Номинальный ток генераторного напряжения приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{НГ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НГ}}^{(1)} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{5384 \cdot 1}{6000/5} = 4,49 \text{ А}; \quad (5.2)$$

На высшем напряжении распределительного устройства:

$$I_{\text{ВН}}^{(1)} = \frac{160000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 420 \text{ А}, \quad (5.3)$$

Номинальный ток высшего напряжения приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{ВН}}^{(2)} = \frac{I_{\text{ВН}}^{(1)} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{338 \cdot \sqrt{3}}{1000/5} = 2,93 \text{ А}, \quad (5.4)$$

Номинальный ток ротора на вторичной обмотке ТТ:

$$I_{\text{РОТ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НОМ.РОТ}} \cdot U_{\text{НН}} \cdot K_{\text{СХ}}}{1,2255 \cdot U_{\text{ВН}} \cdot K_{\text{ТТ ВН}}} = \frac{1150 \cdot 440 \cdot 1}{1,2255 \cdot 15750 \cdot \frac{30}{5}} = 4,36 \text{ А}, \quad (5.5)$$

### 5.2 Перечень защит основного оборудования

В соответствии с ПУЭ[17] принимаются к установке следующие виды защит на основном оборудовании.

### **Защиты генератора СВ – 1160/135-60 – 128,7 МВА:**

- Продольная дифференциальная защита генератора (от междуфазных КЗ в обмотках статора генератора и на его выводах);
- Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора;
- Защита от повышения напряжения;
- Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;
- Токовая защита от внешних симметричных КЗ;
- Защита от асинхронного хода с потерей возбуждения;
- Защита от симметричной перегрузки обмотки статора;
- Защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
- Дистанционная защита от внешних коротких замыканий
- Защита от длительной форсировки
- Защита ротора от замыканий на землю в одной точке;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора.

### **Защиты силового трансформатора ТЦ-160000/220:**

- Продольная дифференциальная защита (от внутренних междуфазных повреждений и повреждений на выводах обмоток трансформатора));
- Газовая защита (от внутренних повреждений);
- Защита от повышения температуры масла в баке трансформатора;
- Защита от потери охлаждения (потеря питания или поломка маслонасоса и вентилятора системы охлаждения трансформатора);
- Токовая защита обратной последовательности (от внешних несимметричных КЗ и перегрузок);
- МТЗ с пуском минимального напряжения (для защиты от внешних симметричных КЗ);
- Контроль уровня масла в расширительном баке;
- Защита от однофазных замыканий на землю в сети 220кВ;
- Контроль изоляции сети 13,8 кВ;
- Защита от перегрузки (резервная защита).

### **Защиты воздушных линий 220кВ:**

Основные защиты:

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

Резервные защиты:

- Трехступенчатая дистанционная защита (от междуфазных замыканий);

- Ступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности (от замыканий на землю);
- Токовая отсечка (от близких междуфазных замыканий);
- УРОВ 220кВ (для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220кВ).

#### **Защиты трансформаторов собственных нужд ГЭС:**

- Дифференциальная защита;
- Газовая защита;
- МТЗ на стороне 13,8 кВ;
- МТЗ на стороне 6 кВ;
- Защита от перегрузки;
- Защита устройств РПН;

### **5.3 Расчет уставок защит гидрогенератора**

#### **5.3.1 Продольная дифференциальная защита генератора**

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ( $I_{с.з.} < 0,2 \cdot I_{ном}$ ) защитой от междуфазных КЗ в обмотке статора 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:  $I_H = 5384$  А.

Начальный ток срабатывания определяет чувствительность защиты при малых тормозных токах. Величина  $I_{ср0}$  выбирается с учетом возможности отстройки защиты от тока небаланса номинального режима:

$$I_{НБ(Н)} = K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_H = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 5384 = 269,2 \text{ А}, \quad (5.6)$$

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

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

Уставка выбирается из условия:

$$I_{ср0} \geq K_H \cdot I_{НБ(Н)} = 2 \cdot 269,2 = 538,4 \text{ А}, \quad (5.7)$$

где  $K_H = 2$  – коэффициент надежности.

Принимается уставка:

$$I_{ср0} = 0,15 \cdot I_H = 0,15 \cdot 5384 = 807,6 \text{ А};$$

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ равен:

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

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

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

$f_i = 0,1$  – относительная погрешность трансформатора тока;

$I_{\text{МАКС}}$  – максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трехфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения, определяемый как:

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E_G''}{X_d''} \cdot I_H = \frac{1,15}{0,22} \cdot 5384 = 28144 \text{ А}, \quad (5.9)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,5 \cdot 0,1 \cdot 28144 = 2814,4 \text{ А},$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_H}{I_T}, \quad (5.10)$$

где  $K_H = 2$  – Коэффициент надежности;

$I_T$  – ток трехфазного замыкания на выводах генератора.

$$K_T > \frac{2814,4 \cdot 2}{28144} = 0,2,$$

Принимается уставка  $K_T = 0,3$ .

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

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5, \quad (5.11)$$

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

$$B \geq \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5, \quad (5.12)$$



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

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты:

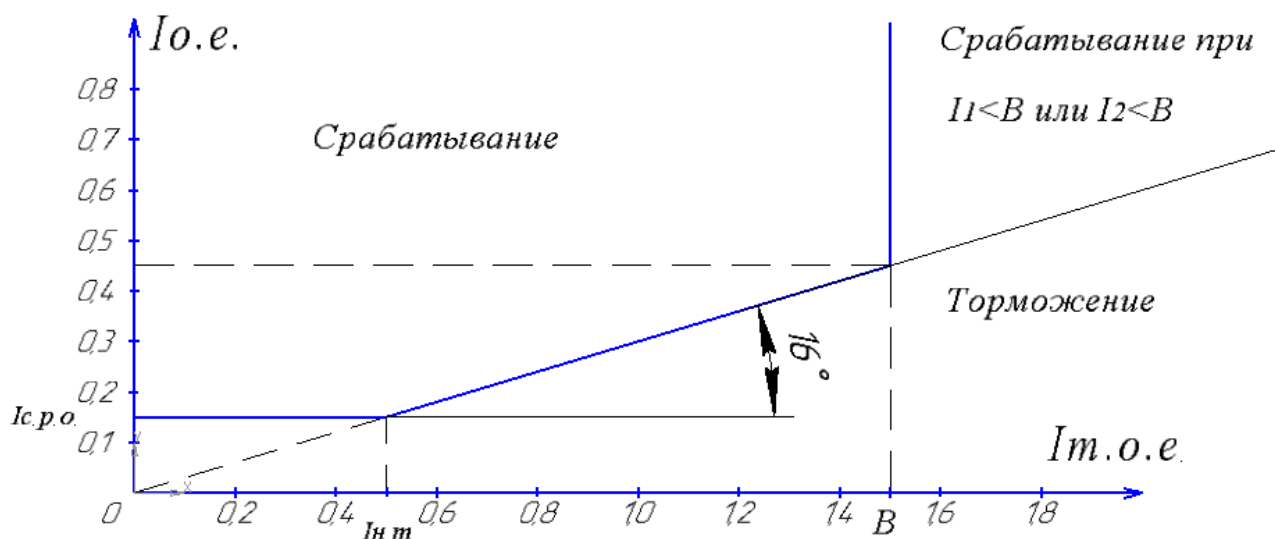


Рисунок 5.1– Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

### 5.3.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора

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-й 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, измеряемое трансформатором напряжения, установленным в нейтрали генератора.

2-й орган ( $U_{03}$ ) реагирует на основную составляющую напряжений третьей гармоники в нейтрали и на выводах генератора и защищает порядка 30% витков обмотки статора со стороны нейтрали.

$U_{03}$  включается на напряжение нулевой последовательности на выводах генератора и в его нейтрали, а тормозная цепь включается на напряжение нулевой последовательности в нейтрали генератора.

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

последовательности основной частоты обусловленного электростатической индукцией силового трансформатора при КЗ на землю на стороне ВН.

Расчёт напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора выполнен в соответствии с методикой, рекомендованной Руководящими Указаниями. Схема замещения для определения  $U_{0\text{эл.ст.}}$  представлена на рисунке 5.2

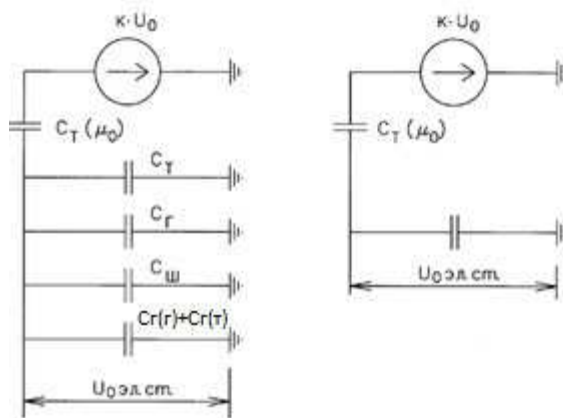


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения  $U_{0\text{эл.ст.}}$ .

$$U_{0\text{эл.ст.}} = K \cdot U_0 \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_\Sigma}, \quad (5.13)$$

где  $U_0$  – напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне высшего напряжения трансформатора;

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

$C_T(\mu_0)$  – ёмкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора. Принимается равной 0,009 мкФ/фазу;

$C_G$  – ёмкость одной фазы обмотки статора генератора на землю. Принимается равной 0,91 мкФ/фазу (по данным завода);

$C_{T-}$  ёмкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю. Принимается равной 0,00733 мкФ/фазу;

$C_{\text{ш}}$  – ёмкость шинпровода по отношению к земле. Принимается равной 0,008 мкФ/фазу;

$C_{G(T)}$  – ёмкость генераторного комплекса выключателя 13,8 кВ со стороны трансформатора блока. Принимается равной 0,35 мкФ/фазу (по данным завода);

$C_{G(\Gamma)}$  – ёмкость генераторного комплекса выключателя 13,8 кВ со стороны трансформатора блока. Принимается равной 0,13 мкФ/фазу (по данным завода).

Напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне высшего напряжения трансформатора равно:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{НОМ ВН}}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,6 \text{ кВ}, \quad (5.14)$$

Суммарная ёмкость фазы сети генераторного напряжения:

$$\begin{aligned} C_{\Sigma} &= C_T + C_{\Gamma} + C_{\text{ш}} + C_{\Gamma(T)} + C_{\Gamma(\Gamma)} = \\ &= 0,0073 + 0,91 + 0,008 + 0,35 + 0,13 = 1,405 \text{ мкФ/фазу}, \end{aligned} \quad (5.15)$$

Суммарный ёмкостной ток сети 13,8 кВ:

$$I_c = 1,73 \cdot U_{\text{л}} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 1,73 \cdot 13,8 \cdot 314 \cdot 1,405 = 10,6 \text{ А}, \quad (5.16)$$

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканиях на стороне 220 кВ по (5.13):

$$U_{0\text{эл.ст.}} = 0,5 \cdot 46600 \cdot \frac{0,009}{0,009 + 1,405} = 148,3 \text{ В},$$

Напряжение срабатывания защиты определяется из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0\text{эл.ст.}} = \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 148,3}{\frac{13,8}{\frac{0,1}{3}}} = 1,7 \text{ В}, \quad (5.17)$$

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, регулирующую в диапазоне от 5 до 20 В. Защита выполняется с тремя органами.

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

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

При  $K_{\text{Т}} = 1,3$  орган  $U_{03}$  работает селективно и защищает 30% обмотки статора со стороны нейтрали.

Расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора:

$$X = \frac{1}{K_T+2} = \frac{1}{1,3+2} = 0,3 \text{ о.е.}, \quad (5.18)$$

Уставка срабатывания  $U_{03}$  принимается минимальной и равной 0,2 В.

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

### 5.3.3 Защита от повышения напряжения

Уставка комплекта  $U_2 >$  выбирается:

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

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

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

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В}, \quad (5.20)$$

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

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

### 5.3.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий

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

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

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

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:

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

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

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

Уставка сигнального органа:  $I_{*2\text{СИГН}} = 0,07$ .

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

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.

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

Уставка равна:

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

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

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

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

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

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

$$A_{\text{ИО}} = 20 = (I_{*2})^2 \cdot t_{\text{СР}}, \quad (5.27)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе показаны в таблице 5.1. Характеристика длительности представлена на рисунке 5.3.

Таблица 5.1 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

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

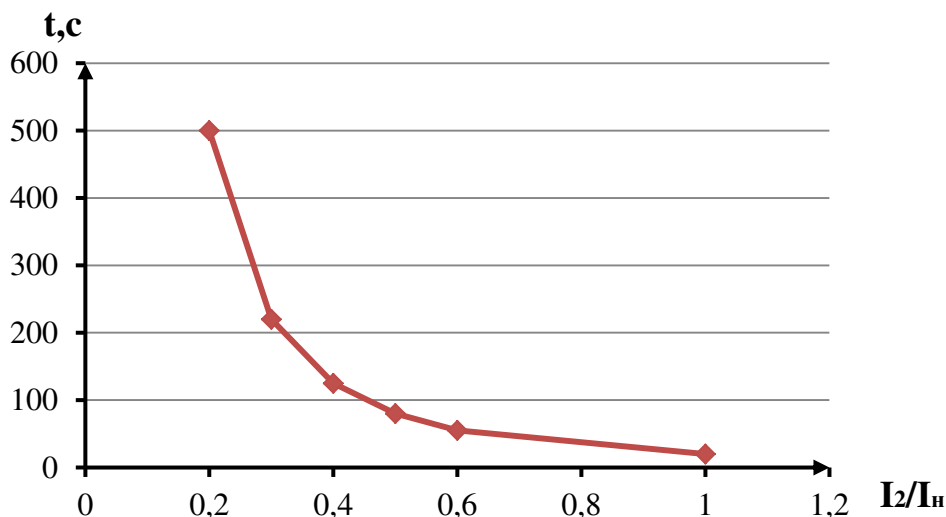


Рисунок 5.3- Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимается:  $t_{\text{МИН}} = 20 \text{ с}$ ,  $t_{\text{МАКС}} = 600 \text{ с}$ .

Интегральный орган имитирует процесс охлаждения статора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. Интегральный орган действует на отключение выключателя генератора, гашение полей.

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 КЗ.

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 КЗ на шинах ВН 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 допустимой длительности протекания через генератор тока обратной последовательности.

По второму условию:

А) по условию обеспечения чувствительности при двухфазных КЗ:

$$I_{2\text{с.з.}} \leq \frac{I_2^{(2)}}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot (X_d'' + X_r + 2X_T)} = \frac{1}{1,3 \cdot (0,22 + 0,105 + 2 \cdot 0,11)} = 1,41 \text{ о. е.} \quad (5.28)$$

где  $X_d''$  – сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси;  
 $X_r$  – сопротивление обратной последовательности генератора;  
 $X_T$  – сопротивление трансформатора в относительных единицах;  
 $X_L$  – сопротивление линии в относительных единицах.

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

$$I_{2с.з.} \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^{(2)}}{K_{\text{ч}}} = \frac{I_{\text{МИН}}^{(2)}}{K_{\text{ч}}},$$

При двухфазном коротком замыкании в конце ВЛ 220 кВ:

$$\begin{aligned} I_{2с.з.} &\leq \frac{I_2^{(2)}}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot (X_d'' + X_r + 2X_T + 2X_L)} = \\ &= \frac{1}{1,3 \cdot (0,22 + 0,105 + 2 \cdot 0,11 + 2 \cdot 0,08)} = 1,09 \text{ о.е.} \end{aligned} \quad (5.29)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей 6 кВ ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

### 5.3.5 Защита от симметричных перегрузок

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{1\text{СИГН}} = \frac{K_N \cdot I_N}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_N}{0,98} = 1,07 \cdot I_N, \quad (5.30)$$

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

Выдержка времени  $t = 9,0$  с.

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

Уставка пускового органа равна:

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

Интегральный орган срабатывает с зависимой от тока выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотке статора, приведенной в таблице 5.2. Сама характеристика представлена на рисунке 5.4.

Таблица 5.2 – Интегральная перегрузочная характеристика

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

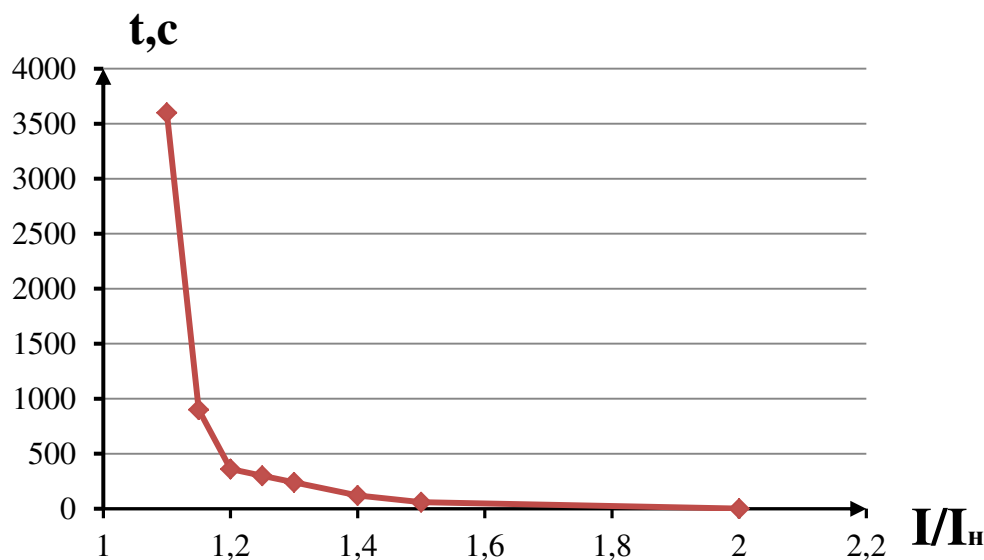


Рисунок 5.4 - Интегральная перегрузочная характеристика

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

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{1\text{ОТС}} = \frac{1,2 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0,98} = 1,22 \cdot I_{\text{НОМ}}. \quad (5.32)$$

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



$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_{TH}} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot 138} = 66 \text{ В.} \quad (5.33)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ, выключателей 6 кВ ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

### 5.3.6 Дистанционная защита генератора

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

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

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

$Z_1$ , приведенное к напряжению 220 кВ, может быть принято:

А) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 33,28 + \frac{0,8}{5} \cdot 20,7 = 29,94 \text{ Ом,} \quad (5.34)$$

В относительных единицах:

$$Z_{10.e.} \leq 0,8 \cdot 0,11 \cdot \frac{128,7}{160} + \frac{0,8}{5} \cdot \frac{128,7}{242^2} \cdot 20,7 = 0,078, \quad (5.35)$$

$Z_1$  в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{10.e.} \cdot Z_6 = 0,078 \cdot 1,5 = 0,12 \text{ Ом,} \quad (5.36)$$

где  $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_T} = \frac{13,8^2}{128,7} = 1,5$ .

Уставка на реле равна:

$$Z_{1с.з.} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,12 \cdot \frac{\frac{6000}{13,8}}{0,1} = 1,04 \text{ Ом.} \quad (5.37)$$

Принимается уставка  $Z_1 = 1,1 \text{ Ом}$ .

Функция  $\Delta Z$  отличает повреждение от качаний в энергосистеме по скорости относительного изменения полного сопротивления.

Исходя из рассчитанных данных принимают уставку 50 Ом/сек.

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{13800}{\sqrt{3} \cdot 5384} = 1,5 \text{ Ом}, \quad (5.38)$$

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

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

$$I_{\phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}} - 0,95}{I_{\text{В.ХХ}}}}{X_d} = \frac{\frac{2 \cdot 1400 - 0,95}{700}}{1,05} = 2,9 \text{ А}, \quad (5.39)$$

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

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

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

Сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.}\phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\phi}} \cdot Z_{\phi} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} \cdot 1,5 = 0,57 \text{ Ом} \quad (5.40)$$

$$\cos \varphi_{\text{нагр.}\phi} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\phi}} = \frac{0,8}{0,95 \cdot 2,5} = 0,34. \quad (5.41)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки  $\varphi_{\text{нагр.}\phi} \approx 70^{\circ}$ .

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{\text{С.ЗII}} = \frac{Z_{\text{НАГР.}\phi}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,57}{1,05} = 0,54 \text{ Ом} \quad (5.42)$$

Значение уставки на реле:

$$Z_{\text{СР II}} = \frac{Z_{\text{С.ЗII}} \cdot n_{\text{T}}}{n_{\text{Н}}} = \frac{0,54 \cdot 6000/5}{13800/100} = 4,7 \text{ Ом}, \quad (5.43)$$

Уставка принимается  $Z_{\text{II}} = 4,7 \text{ Ом}$ .

Характеристика срабатывания дистанционной защиты приведена на рисунке 5.5.

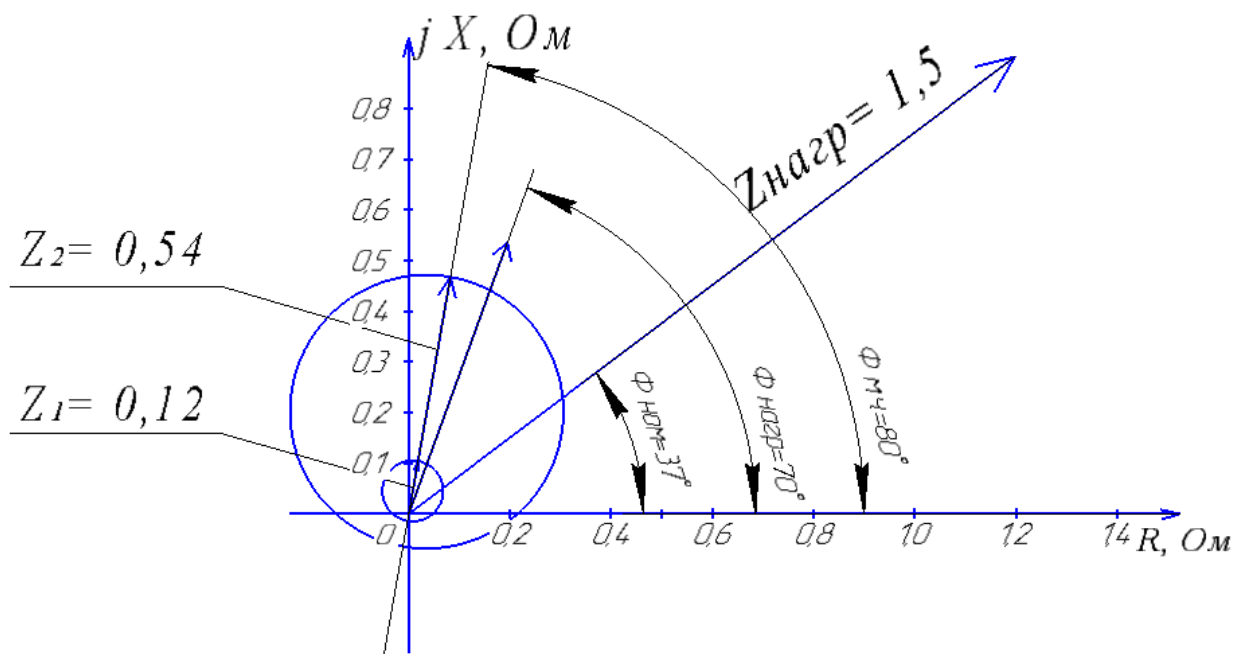


Рисунок 5.5 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения:  $Z_{CM1} = 0,014 \text{ Ом}$ ,  $Z_{CMII} = 0,065 \text{ Ом}$

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

Первая ступень действует с выдержкой времени 0,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ, выключателей 6 кВ ТСН, с выдержкой времени 1 с на отключение выключателя генератора, гашение полей и останов турбины со сбросом АРЗ.

Вторая ступень действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ, выключателей 6 кВ ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

### 5.3.7 Защита ротора от перегрузки

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{P.СИГН.} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.Р.}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot 1400}{0,98} = 1500 \text{ А}, \quad (5.44)$$

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

Уставка пускового органа:

$$I_{P.ПУСК.} = \frac{1,1 \cdot I_{НОМ.Р.}}{0,98} = \frac{1,1 \cdot 1400}{0,98} = 1572 \text{ А}, \quad (5.45)$$

Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме таблица 5.3, и действующий на отключение выключателя генератора и гашение полей. Перегрузочная способность представлена на рисунке 5.6.

Таблица 5.3 – Перегрузочная способность обмотки ротора

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

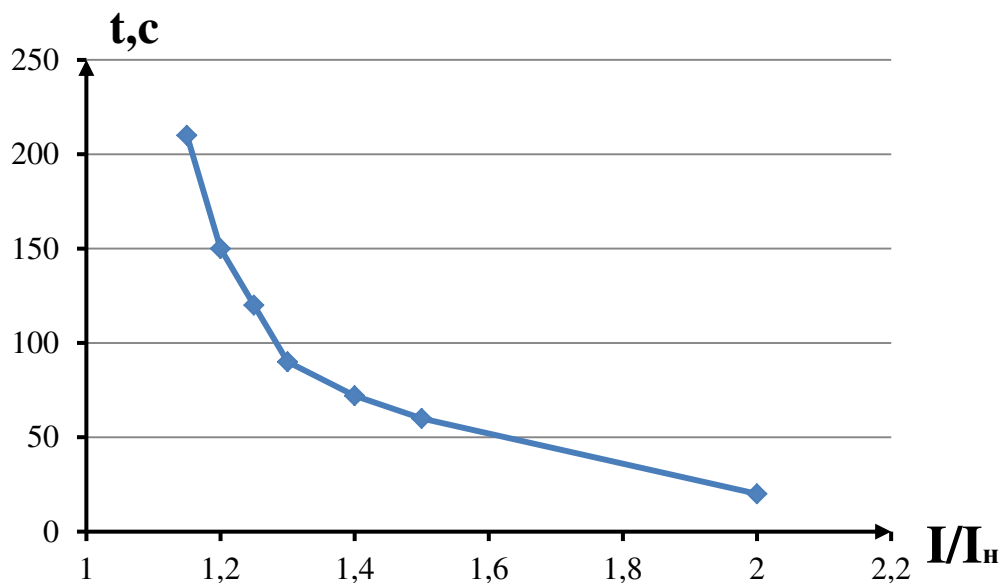


Рисунок 5.6 - Перегрузочная способность обмотки ротора

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{P.ОТС.} = \frac{2,15 \cdot I_{НОМ.Р.}}{0,98} = \frac{2,15 \cdot 1400}{0,98} = 3072 \text{ А} \quad (5.46)$$

Расчет уставок выполнен без учета коэффициента выпрямления, равно  $K_{сх} = 0,816$  (по переменному току).

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

#### **5.4 Выбор комплекса защит блока генератор - трансформатор**

Для защиты силового оборудования главной схемы ГЭС и линий электропередачи предполагается установка современных микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики российского научно-производственного предприятия «ЭКРА».

Установка Отечественного микропроцессорного оборудования позволит избежать возможного вмешательства извне в работу оборудования, а также уменьшит затраты.

Благодаря блочной конструкции цифровых терминалов и модульному программному обеспечению, микропроцессорные защиты обеспечивают высокую адаптацию к конкретной первичной схеме станции в зависимости от объема защищаемого оборудования и различных режимов его работы

Наличие функций непрерывного самоконтроля и диагностики обеспечивает высокую готовность микропроцессорных защит при наличии требования к срабатыванию, а использование высоко интегрированных и высоконадежных микросхем – повышенную надежность аппаратной части защиты.

#### **5.5 Таблица уставок и матрица отключения защит**

Составляется матрица отключения защит, результаты представлены в таблице Г1, приложения Г.

Уставки защит представлены в таблице Г2, приложения Г.

## 6 Компонровка и сооружения гидроузла

### 6.1 Проектирование водосливной плотины

Для проведения требуемых расчетов сначала необходимо определить класс гидротехнического сооружения (ГТС).

Высота ГТС находится в пределах 60-100 м основание скальное, мощность ГЭС  $N_{\text{уст}}=600$  МВт попадает в промежуток 300-1000 МВт, по числу проживающих людей, которые могут пострадать от аварии ГТС менее 500 человек. На основании этих данных по СП можно сделать вывод, что ГТС имеет II класс.

#### 6.1.1 Определение отметки гребня плотины

За отметку гребня бетонной плотины  $\nabla_{\text{ГБП}}$  принимается вычисленную по формуле:

$$\begin{aligned}\nabla_{\text{ГБП}} &= \nabla_{\text{НПУ}} + h_{1\%} + \Delta h_{\text{set}} + a = 186 + 3,75 + 0,005 + 0,6 = \\ &= 190,38 \text{ м},\end{aligned}\quad (6.1)$$

где  $\nabla_{\text{НПУ}} = 400$  м

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

$a$  – конструктивный запас, зависит от класса сооружения, и составляет не менее: для II – 0,6 м. Высоту ветрового нагона рассчитывают по формуле:

$$\Delta h_{\text{set}} = k_w \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cos \alpha = 2,1 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{20^2 \cdot 7185}{9,81 \cdot 23} = 0,001 \text{ м} \quad (6.2)$$

где  $k_w$  – коэффициент, принимается по СНиП;

$V_w = 20$  м/с, – расчетная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды, м/с;

$L = 7185$  м, – длина разгона волны, м;

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

$d$  – условная расчетная глубина воды в водохранилище:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНО}}}{2} = \frac{186 - 140}{2} = 23 \text{ м} \quad (6.3)$$

Определяется высота волны 1% обеспеченности для основного расчетного случая для этого:

1. Вычисляются безразмерные комплексы

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 7182}{20^2} = 176,2 \text{ и } \frac{gt}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{20} = 10595; \quad (6.4)$$

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

2. Из графика 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  $\frac{gt}{V_w}$  определяем параметры  $\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$  и  $\frac{g\bar{T}}{V_w^2}$ .

Для  $\frac{gL}{V_w^2} = 176,2$ : параметры  $\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,04$  и  $\frac{g\bar{T}}{V_w^2} = 2,5$ .

Для  $\frac{gt}{V_w} = 10595$ : параметры  $\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,08$  и  $\frac{g\bar{T}}{V_w^2} = 4$ .

Затем, используя меньшие полученные значения  $\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,04$  и  $\frac{g\bar{T}}{V_w^2} = 2,5$ , вычисляем средний период волны  $\bar{T}$ (с) и среднюю высоту волны  $\bar{h}$ (м).

$$\bar{h} = \frac{0,04 \cdot 20^2}{9,81} = 1,63 \text{ м}; \quad \bar{T} = \frac{2,5 \cdot 20}{9,81} = 5,1 \text{ с} \quad (6.5)$$

3. Вычисляют среднюю длину волны:

$$\lambda_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 5,1^2}{2 \cdot 3,14} = 40,58 \text{ м} \quad (6.6)$$

4. Условие  $d > 0,5\bar{\lambda}_d$ ,  $23 > 0,5 \cdot 40,58$  выполняется и, следовательно, зона глубоководная.

5. Определяют высоту волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 0,32 \cdot 2,5 = 3,03 \text{ м} \quad (6.7)$$

где  $K_i = 2,3$  – коэффициент, определяемый по графику в зависимости от значения  $\frac{gL}{V_w^2}$  (для глубоководной зоны).

## 6.2 Гидравлические расчеты

Исходными данными для проведения гидравлических расчетов являются: отметки НПУ и ФПУ, расчетные максимальные расходы воды, кривые связи уровней нижнего бьефа и расходов, характеристики грунтов основания.

### 6.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Определяется расчетный расход воды для основного расчетного случая  $Q_p$ , который должен пропускаться, как правило, при НПУ через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии и через гидроагрегаты ГЭС:

$$Q_{\text{осн.р}} = Q_{\text{max.осн}} - Q_{\text{ГЭС}} = Q_{\text{max.осн}} - Q_{1\text{гр}} \cdot (n - 1) = 5094 - 337 \cdot (6 - 1) = 3409 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.8)$$

где  $Q_{\text{max.осн}} = Q_{1\%} = 5094 \text{ м}^3/\text{с}$  – максимальный расход 1% обеспеченности для основного расчетного случая с учетом трансформации его водохранилищем для ГТС II класса;  $n$  – число гидроагрегатов ГЭС.

$$Q_{1\text{гр}} = 337 \text{ м}^3/\text{с};$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{\text{р}}}{q_{\text{в}}} = \frac{3409}{78,06} = 43,7 \text{ м} \quad (6.9)$$

где  $q_{\text{в}}$  – удельный расход на водосливе, равный

$$q_{\text{в}} = 1,25 \cdot q_{\text{р}} = 78,06 \text{ м}^2/\text{с} \quad (6.10)$$

где  $q_{\text{р}}$  – удельный расход на рисберме.

$$q_{\text{р}} = [v_h] \cdot h_{\text{нб}} = 5 \cdot 12,49 = 62,45 \text{ м}^2/\text{с} \quad (6.11)$$

где  $h_{\text{нб}} = 12,49 \text{ м}$  – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой  $\nabla_{\text{НБ}} = f(Q_{\text{НБ}})$  при  $Q_{\text{осн}}$  (рисунок 1.2);

$[v_h]$  – допустимая скорость на рисберме, принимается в зависимости от грунтов, слагающих дно реки, для скальные – более 5 м/с).

Ширина водосливного фронта  $B$  должна быть целым числом, поэтому принимается  $n = 4$  количество пролетов по 12 метров.

Окончательная ширина водосливного фронта  $B = 48 \text{ м}$ .

Толщина быка по Березинскому:

$$\delta_{\text{б}} \geq (0,12 \div 0,16) \cdot 12 \text{ м}$$

$$\delta_{\text{б}} \geq (1,44 \div 1,92)$$

Выбираем бык с  $\delta_{\text{б}} = 3 \text{ м}$ , разрезной конструкции.

### 6.2.2 Определение отметки гребня водослива

Рассчитывается криволинейный без вакуумный водослив практического профиля.

По основной формуле расхода для водосликов всех типов методом последовательных приближений определяется напор на гребне водослива,



сначала без учета сжатия и подтопления  $-H_{01}$ , а затем с учетом сжатия и подтопления  $-H_{02}$ .

$$H_{01} = \left( \frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{3409}{0,49 \cdot 48 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 10,23 \text{ м}, \quad (6.12)$$

где  $m$  – коэффициент расхода водослива безвакуумного профиля, принимается  $m = 0,49$ .

$$H_{02} = \left( \frac{Q_p}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{3409}{0,49 \cdot 0,84 \cdot 1 \cdot 48 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 11,47 \text{ м}, \quad (6.13)$$

где  $\sigma_n$  – коэффициент подтопления [4, раздел 6-3] ( $\sigma_n = 1$ );

$\varepsilon$  – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определяют по формуле:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi + (n-1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (4-1) \cdot 0,45}{4} \cdot \frac{10,23}{12} = 0,84 \quad (6.14)$$

где  $b$  – ширина пролета;

$n$  – число пролётов;

$\varepsilon$  – коэффициент формы боковых устоев, принимается 0,7;

$\xi_0$  – коэффициент зависящий от расположения быка в плане, принимается 0,45;

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 11,47 - \frac{1,1 \cdot 1,27^2}{2 \cdot 9,81} = 11,38 \text{ м} \quad (6.15)$$

$$\text{где } V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{дна}) \cdot (B + (n-1)\delta_6)} = \frac{3409}{(186 - 140) \cdot (48 + (4-1) \cdot 4)} = 1,27 \text{ м/с} \quad (6.16)$$

$\delta_6$  – толщина быка;

$B$  – ширина водосбросного.

Полученный напор должен быть округлен в большую сторону по стандартному ряду,  $H_{ст} = 12 \text{ м}$ .

Отметку гребня водослива определяется по формуле:

$$\nabla \text{ГВ} = \nabla \text{НПУ} - H_{ст} = 186 - 12 = 174 \text{ м} \quad (6.17)$$

Отметку верха быка вычисляется по формуле:

$$\nabla ГБ = \nabla ГВ + 1,6 \cdot H_{ст} = 174 + 1,6 \cdot 12 = 193,2 \text{ м} \quad (6.18)$$

После проведения гидравлических расчетов и определения отметки гребня быка  $\nabla ГБ$ , устанавливается проектную отметку гребня плотины, наибольшую отметку из:  $\nabla ГБП = 190,6 \text{ м}$ , и  $\nabla ГБ = 193,2 \text{ м}$ :

$$\nabla ГП = 193,2 \text{ м}$$

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

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

$$H_{01.пов} = \left( \frac{Q_{р.пов}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{4202}{0,49 \cdot 48 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 11,76 \text{ м}, \quad (6.19)$$

$$Q_{р.пов} = Q_{пов.мах} - Q_{ГЭС} - Q_C = 6224 - 6 \cdot 337 = 4202 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.20)$$

где  $Q_{мах.пов} = Q_{мах0,1\%} = 2904 \text{ м}^3/\text{с}$  – расчетный максимальный расход для поверочного расчетного случая для ГТС II класса;

$Q_C = 0 \text{ м}^3/\text{с}$  – расход, сбрасываемый через другие водопропускные сооружения гидроузла, а также через водозаборы, шлюзы, рыбопропускные сооружения;

$B$  – сумма всех пролетов.

$$H_{02пов} = \left( \frac{Q_{р.пов}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{4202}{0,49 \cdot 0,82 \cdot 1,48 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 13,44 \text{ м}, \quad (6.21)$$

где  $\sigma_n$  – коэффициент подтопления ( $\sigma_n = 1$ );

$\varepsilon$  – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определяют по формуле:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi + (n-1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01пов}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (4-1) \cdot 0,45}{4} \cdot \frac{11,76}{12} = 0,82 \quad (6.22)$$

где  $\xi_0$  – коэффициент зависящий от расположения быка в плане, принимают 0,45.

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

$$H_{\text{пов}} = H_{02\text{пов}} - \frac{\alpha V_{0\text{пов}}^2}{2g} = 13,44 - \frac{1,1 \cdot 1,57^2}{2 \cdot 9,81} = 13,30 \text{ м} \quad (6.23)$$

$$V_{0\text{пов}} = \frac{Q_{\text{р.пов}}}{(\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ДНА}) \cdot (B + (n-1)\delta_6)} = \frac{4202}{(187-140) \cdot (48 + (4-1) \cdot 4)} = 1,57 \text{ м/с} \quad (6.24)$$

Определяется расчетная отметка форсированного уровня:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 174 + 13,3 = 187,3 \text{ м} \quad (6.25)$$

$$\nabla\text{ФПУ}_p = 187,3 \text{ м} > \nabla\text{ФПУ} = 187 \text{ м}$$

Для пропуска поверочного расхода принимают расчетную отметку форсированного уровня  $\nabla\text{ФПУ} = 187,3 \text{ м}$ .

#### 6.2.4 Построение профиля водосливной грани

Принимается профиль оголовка без вакуумного водослива с оголовком типа А по данным Кригера – Офицерова. Координаты для построения приведены в таблице 6.1. Оголовок водосливной плотины приведен на рисунке 6.1.

Таблица 6.1 – Координаты для построения оголовка безвакуумного водослива с оголовком профиля типа А для напора  $H_{\text{ст}} = 12 \text{ м}$ .

х	у	х	у	х	у	х	у
0	1,26	10	2,56	20	12,35	30	28,24
1	0,36	11	3,21	21	13,69	31	30,13
2	0,07	12	3,94	22	15,08	32	32,07
3	0	13	4,75	23	16,53	33	34,05
4	0,06	14	5,64	24	18,94	34	36,09
5	0,27	15	6,61	25	19,6	35	38,18
6	0,6	16	7,64	26	21,22	36	40,31
7	1	17	8,73	27	22,89	37	42,49
8	1,46	18	9,87	28	24,62	38	44,71
9	1,98	19	11,08	29	26,4	39	46,98

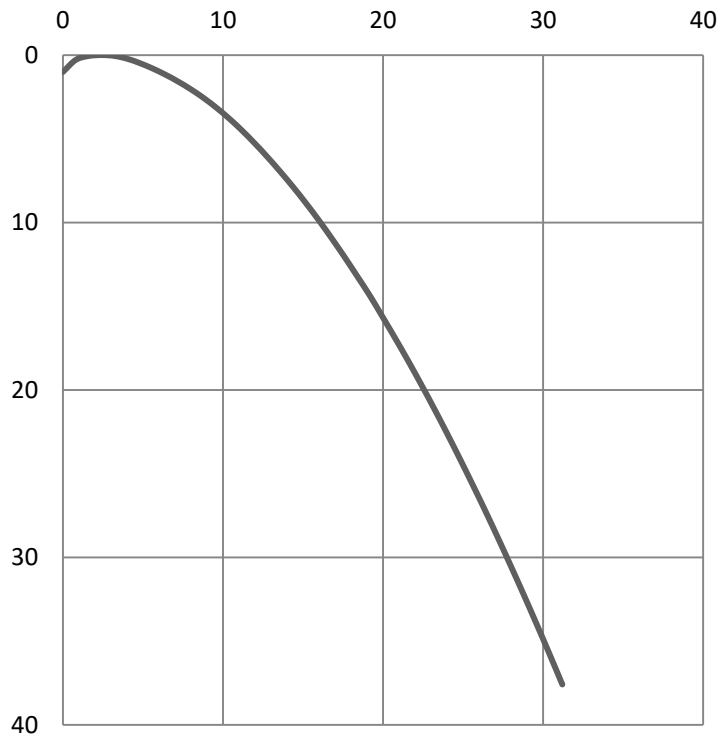


Рисунок 6.1 - Оголовок водосливной плотины

### 6.2.5 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Определяем тип гидравлического прыжка за водосливом:

Критическая глубина:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_p^2}{(B+(n-1)\delta_0)^2 \cdot 9,81}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 3409^2}{(48+(1-1) \cdot 4)^2 \cdot 9,81}} = 7,37 \text{ м} \quad (6.26)$$

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{дна} = 186 - 140 = 46 \text{ м} \quad (6.27)$$

Определяются сопряженные глубины:

$$h'_c = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 + H_0 - h'_c)}} = \frac{59,81}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (46+8)}} = 1,97 \text{ м} \quad (6.28)$$

$$h''_c = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 + H_0 - h''_c)}} = \frac{59,81}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (46+8-1,97)}} = 2,00 \text{ м} \quad (6.29)$$

где

$$q_c = \frac{Q_p}{B_B} = \frac{3409}{48+(4-1) \cdot 3} = 59,81 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}; \quad (6.30)$$

$$h''_c = \frac{h'_c}{2} \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{h_{кр}}{h'_c} \right)^3} - 1 \right) = \frac{2,00}{2} \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{5,16}{1,21} \right)^3} - 1 \right) = 23,52 \text{ м} \quad (6.31)$$

Так как  $h''_c = 23,52 \text{ м} > h_{\text{НБ}} = 12,49 \text{ м}$ , следовательно, прыжок отогнанный, что недопустимо.

Сопражение бьефов выполняется отброшенной струей.

### 6.2.6 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи

Высота от дна до носочка:

$$a = h_{\text{НБ}max} + 2 = 12,58 + 2 = 14,58 \text{ м} \quad (6.32)$$

где  $h_{\text{НБ}max} = 12,58 \text{ м}$  – глубина в НБ при  $Q = 0,1\%$  (рисунок 1.2).

Отметка носка:

$$\nabla_{\text{НОС}} = \nabla_{\text{ДНА}} + a = 140 + 14,58 = 154,58 \text{ м} \quad (6.33)$$

Скоростное падение (напор воды на носке):

$$Z_H = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НОС}} = 186 - 154,58 = 31,42 \text{ м}. \quad (6.34)$$

Скорость потока воды на носке:

$$V_H = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_H} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 31,42} = 22,35 \frac{\text{м}}{\text{с}}, \quad (6.35)$$

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

Высота потока воды на носке:

$$h_H = \frac{q}{V_H} = \frac{59,81}{22,35} = 2,68 \text{ м} \quad (6.36)$$

где

$$q = \frac{Q_{\text{расч}}}{B_{\text{полн}}} = \frac{3409}{57} = 59,81 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \quad (6.37)$$

Число Фруда:

$$Fr = \frac{V_H^2}{g \cdot h_H} = \frac{22,35^2}{9,81 \cdot 2,68} = 19,00 \quad (6.38)$$

Дальность отлёта струи:

$$L = k_a Z_1 \varphi^2 \sin 2\alpha \left( \sqrt{1 + \left( \frac{Z_0}{Z_1} - 1 \right) \frac{1}{\varphi^2 \sin^2 \alpha}} + 1 \right) = 0,85 \cdot 31,42 \cdot 0,9^2 \cdot \sin 60 \cdot \left( \sqrt{1 + \left( \frac{33,42}{31,42} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0,9^2 \cdot \sin^2 30}} + 1 \right) = 42,20 \text{ м} \quad (6.39)$$

где  $K_a = 0,85$ ;

$\alpha$  – угол наклона носка,  $\alpha = 30^\circ$ .

$$Z_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}} - h_{\text{НБ}} = 186 - 140 - 12,49 = 33,51 \text{ м} \quad (6.40)$$

Выполняется проверка достаточности отлета струи:

$$L > 0,5 \cdot (\nabla_{\text{ГП}} - \nabla_{\text{ДНА}}). \quad (6.41)$$

$$42,2 > 0,5 \cdot (193,2 - 140)$$

$$42,20 \text{ м} > 26,6 \text{ м}$$

Условие выполнено.

Глубина ямы размыва:

$$h_{\text{раз}} = t - h_{\text{НБ}} = 24,43 - 12,49 = 11,94 \text{ м} \quad (6.42)$$

$$\begin{aligned} t &= (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt{\frac{h_{\text{НБ}}}{d}} \cdot h_{\text{Н}} = \\ &= (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{19}) \cdot \sqrt{19} \cdot \sqrt{\frac{12,49}{1}} \cdot 2,68 = 24,43 \text{ м}. \end{aligned} \quad (6.43)$$

где  $d$  – средняя крупность отдельностей, принимается  $d=1$  м.

Расстояние от плотины до центра ямы размыва определяют по формуле:

$$L_1 = L + \frac{t}{\tan \alpha_1} = 83,85 + \frac{27,95}{0,631} = 128,14 \text{ м}, \quad (6.44)$$

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

$$\begin{aligned} \operatorname{tg} \alpha_1 &= \sqrt{\operatorname{tg}^2 \alpha + \frac{2g(0,5h_{\text{Н}} \cdot \cos \alpha + a - h_{\text{НБ}})}{V_{\text{Н}}^2 \cdot \cos^2 \alpha}} = \\ &= \sqrt{\operatorname{tg}^2 30 + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 2,68 \cdot \cos 30 + 14,58 - 12,49)}{22,35^2 \cdot \cos^2 30}} = 0,5 \end{aligned} \quad (6.45)$$

где  $a$  – высота уступа над дном.

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

$$b_{\text{р}} = 2,5 \cdot h_{\text{кр}} + 3,7 \cdot h_{\text{раз}} = 2,5 \cdot 7,37 + 3,7 \cdot 11,94 = 62,60 \text{ м}. \quad (6.46)$$

## 6.3 Конструирование плотины

### 6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

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

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

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

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

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

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_b}{\rho_w}(1-n)+n(2-n)-\alpha_1}}, \quad (6.47)$$

где  $\alpha_1$  - коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счет устройства завес, дренажей, принимается 0,5;

$\rho_b$  и  $\rho_w$  – плотности бетона и воды соответственно.

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 186 - 140 = 46 \text{ м}, \quad (6.48)$$

где  $\nabla_{\text{ПОД}} = \nabla_{\text{дна}} = 140 \text{ м}$ .

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

$$B_n^{II} = \frac{\gamma_n \cdot h}{\text{tg}\varphi \left( \frac{\rho_b}{\rho_w} + n - \alpha_1 \right)}, \quad (6.49)$$

где  $\gamma_n$  – коэффициент надёжности по назначению сооружения, принимается в зависимости от класса сооружения. Для II класса сооружения  $\gamma_n = 1,2$ .

$\text{tg}\varphi$  – коэффициент трения бетона по грунту, принимается для скалы 0,7.

Используются различные значения  $n$ , производится расчёт (таблица 6.2) и построение графики зависимостей  $B_n^I = f(n)$  и  $B_n^{II} = f(n)$  (рисунок 6.2).

Таблица 6.2 - Координаты зависимостей  $B_n^I = f(n)$  и  $B_n^{II} = f(n)$

n	$B_n^I$	$B_n^{II}$
0,34	35,20	35,83
0,32	35,52	35,60
0,3	35,84	35,38
0,28	36,17	35,18
0,26	36,51	34,99
0,24	36,85	34,81
0,22	37,20	34,64

Точка пересечения кривых определит искомую ширину подошвы водосливной плотины.

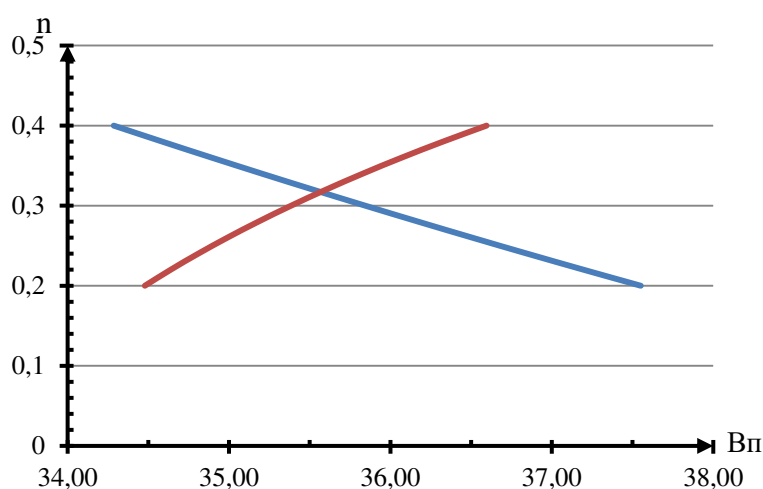


Рисунок 6.2 - Пересечение кривых  $B_n^I = f(n)$  и  $B_n^{II} = f(n)$

Графики пересекаются в точке  $n = 0,32$  и  $B_n = 35,5$  м.

### 6.3.2 Разрезка бетонной плотины швами

Бетонная плотина разрезается по длине постоянными швами на отдельные секции. В плотинах на скальных основаниях устройство этих швов обеспечивает свободное развитие температурных и усадочных деформаций, и поэтому они называются температурно-усадочными. Эти швы, как правило, располагаются на равных расстояниях по длине плотины, зависящих от климатических условий и температурного режима плотины в период эксплуатации. Плотина разрезается температурно-усадочными швами с интервалом 15 м по осям бычков. Расположение швов увязывается со строительными условиями и расположением отверстий в плотине (чтобы не перерезать отверстий), а также с разрезкой на блоки бетонирования.

Температурные швы по контуру плотины принимаются равномерными шириной в 1 см, внутри плотины 0,3 см.

Ширину раскрытия температурных швов, образуемых путём покраски поверхности блока битумом принимается 5 мм. При этом учитывается, что при



самой высокой температуре среды шов замкнётся, а при самой низкой максимально раскроется.

### 6.3.3 Быки

Ширина пролетов  $b=12$  м, толщина быка по формуле Березинского принимается в диапазоне от  $0,12 \cdot b$  до  $0,16 \cdot b$ . Толщина разрезного быка принимается равной 3 м. Разрезной бык состоит из двух полу быков. При этом толщину пазового перешейка быка назначается 2 м. Головная часть быка имеет обтекаемую в плане форму.

Пазы для плоского рабочего затвора принимаются шириной 1,5 м, пазы для ремонтного затвора принимаются шириной 0,5 м. Для обеспечения условий проведения ремонтных работ для ремонтного затвора пазы размещаются со стороны ВБ на расстоянии 1,5 м от рабочего затвора.

Ширина плотины по гребню включает в себя ширину автодороги, ширину пешеходной дорожки и место для движения крана. На гребне проектируется дорожка для людей общей шириной – 3 м, проезжая часть шириной – 6 м и место под кран – 6 м. Общая ширина сооружения по гребню 15 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 станционной и водосливной частью плотины устраивают разделительный устой, для разделения водного потока.

### 6.3.5 Дренаж тела бетонной водосливной плотины

Вдоль напорной грани плотин следует предусматривать устройство дренажа в виде вертикальных скважин, имеющих выходы в продольные галереи.

Расстояние от напорной грани до оси дренажа должно быть не менее 2 м при соблюдении условия:

$$a_{др} \geq \frac{H \cdot \gamma_n}{I_{кр,m}}, \quad (6.50)$$

$$a_{др} \geq \frac{44 \cdot 1,2}{25} = 2,1 \text{ м,}$$

где  $H = \nabla_{НПУ} - \nabla_{К} = 186 - 142 = 44$  м – напор над расчетным сечением;  
 $\nabla_{К}$  – отметка пола галереи цементационной завесы и дренажной галереи;  
 $\gamma_n = 1,2$  – коэффициент надежности по ответственности сооружения  $I_{кр}$ ;  
 $m = 25$  – критический средний градиент напора для бетона плотины.

Расстояние от напорной грани до вертикальной дренажной скважины принимается 2,1 м, диаметр скважины принимается равным 0,3 м.

### 6.3.6 Галереи в теле плотины

В теле плотины предусмотрены смотровые галереи. Смотровая галерея размером 1,5х2 м расположена на 20 м по высоте от пола буровой галереи.

Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания плотины, создания и восстановления вертикального дренажа, следует принимать минимальными, но при этом обеспечивающими провоз и работу бурового, цементационного и другого оборудования. Поэтому устраиваем галерею цементационной завесы и дренажную галерею, их размеры из практических рекомендаций принимается с учетом работающей техники 3,5х4 м.

### 6.3.7 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины

В основании плотины, стоящей на скале, устраивается цементационная завеса и вертикальный дренаж, для отвода фильтрующейся воды и снижения фильтрационного давления.

Структурная схема цементной завесы и дренажной скважины представлена на рисунке 6.3.

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1) \cdot B_{\text{п}}, \quad (6.51)$$

где  $B_{\text{п}}$  - ширина подошвы плотины.

$$l_1 = 0,1 \cdot 35,5 = 3,55 \text{ м}$$

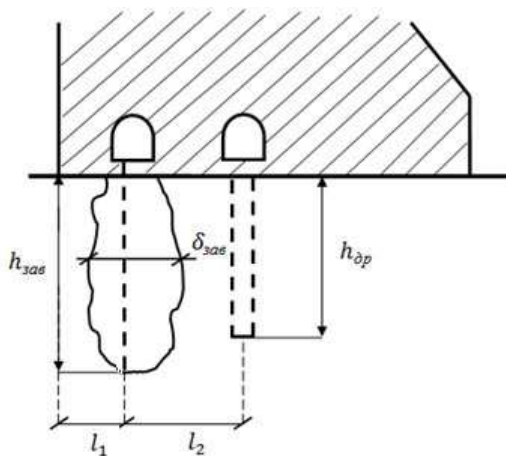


Рисунок 6.3- Схема цементной завесы и вертикального дренажа

Расстояние  $l_2$  принимается конструктивно.  $l_2 = 5 \text{ м}$ .

Глубина цементной завесы:

$$h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,8) \cdot H_{\text{max}} = 0,6 \cdot 43,92 = 26,35 \text{ м} \quad (6.52)$$

где  $H_{\text{max}}$  – максимальный напор,

$$H_{\text{max}} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБmin} = 186 - 142,08 = 43,92 \text{ м} \quad (6.53)$$

где  $\nabla \text{НБmin} = 142,08 \text{ м}$  - минимальная отметка НБ соответствует пропуску водохозяйственного расхода.

Толщина цементной завесы:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{\Delta H}{J_{\text{кр}}} \cdot \gamma_n, \quad (6.54)$$

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

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

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

По эпюре фильтрационного давления для гравитационной плотины с цементационной завесой в основании находится  $\Delta H$ :

$$\Delta H = H_d - H_{as}, \quad (6.55)$$

где  $H_d$  – полный фильтрационный напор;

$H_{as}$  - напор на цем. завесе (рассчитано в п.4).

$$\Delta H = 43,92 - 17,57 = 26,35 \text{ м}$$

Таким образом:

$$\delta_{\text{зав}} \geq \frac{26,35}{15} \cdot 1,2 = 2,11 \text{ м}$$

Глубина дренажа:

$$h_{\text{др}} = 0,5 \cdot h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot 26,35 = 13,18 \text{ м} \quad (6.56)$$

Диаметр дренажных скважин принимается 0,3 м, расстояние между ними 2,5 м.

## 6.4 Определение основных нагрузок на плотину

Расчеты проводят для основного расчетного случая: отметка верхнего бьефа соответствует  $\nabla\text{НПУ} = 186$  м, нижнего бьефа -  $\nabla\text{УНБ}_{\min} = 142,08$  м, при пропуске водохозяйственного расхода  $Q_{\text{вхк}} = 350$  м<sup>3</sup>/с.

### 6.4.1 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения, а также точка приложения равнодействующей силы  $G_{\text{пл}}$  определяются в программе Компас-3D.

Вес 1п.м. водосливной части плотины:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot \gamma_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}}, \quad (6.57)$$

$$G_{\text{пл}} = \frac{804 \cdot 12 \cdot 24}{12 + 3} = 15436,8 \text{ кН/м},$$

где  $\gamma_{\text{б}}$  – плотность бетона;

$S_{\text{пл}}$  – площадь поперечного сечения плотины;  $S_{\text{пл}} = 804$  м<sup>2</sup>

$b$  – ширина пролета;

$\delta_{\text{б}}$  – толщина быка.

Вес быка плотины определяется аналогично:

$$G_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}} \cdot \delta_{\text{б}} \cdot \gamma_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}}, \quad (6.58)$$

$$G_{\text{б}} = \frac{1127 \cdot 3 \cdot 24}{12 + 3} = 5409,6 \text{ кН/м},$$

где  $S_{\text{б}}$  – площадь поперечного сечения быка,  $S_{\text{б}} = 1127$  м<sup>2</sup>.

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

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g, \quad (6.59)$$

где  $f$  – площадь затвора:

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b, \quad (6.60)$$

$$f = (187,3 - 174 + 0,5) \cdot 12 = 165,6 \text{ м}^2.$$

Таким образом:

$$Q_3 = 0,055 \cdot 165,6 \cdot \sqrt{165,6} \cdot 9,81 = 1149,8 \text{ кН}.$$

Вес затвора приводится к 1 п.м.:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_6}, \quad (6.61)$$

$$q_3 = \frac{1149,8}{12+3} = 76,65 \text{ кН/м.}$$

#### 6.4.2 Сила гидростатического давления воды

Силу гидростатического давления воды определяется по формулам гидравлики. Эпюры гидростатического давления на верховую и низовую грани бетонной плотины имеют форму равнобедренного прямоугольного треугольника.

Сила гидростатического давления воды со стороны верхнего бьефа для основного случая:

$$T_B = \frac{\gamma_w \cdot h_1^2}{2} \quad (6.62)$$

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

$$h_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{подошвы}} = 186 - 140 = 46 \text{ м}, \quad (6.63)$$

$$T_B = \frac{10 \cdot 46^2}{2} = 10580 \text{ кН/м.}$$

- со стороны нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\gamma_w \cdot h_2^2}{2}, \quad (6.64)$$

где

$$h_2 = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{подошвы}} = 142,08 - 140 = 2,08 \text{ м}, \quad (6.65)$$

$$T_H = \frac{10 \cdot 2,08^2}{2} = 22 \text{ кН/м.}$$

#### 6.4.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Силу взвешивающего давления определяется по формуле:

$$W_{\text{взв}} = B_{\text{п}} \cdot h_{\text{НБ}} \cdot \gamma_w = 35,5 \cdot 2,08 \cdot 10 = 738,4 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.66)$$

где  $B_{\text{п}} = 35,5 \text{ м}$  – ширина подошвы водосливной плотины;  
 $h_{\text{НБ}} = 2,08 \text{ м}$  – глубина воды в НБ, при  $Q_{\text{ВХК}}$ .

#### 6.4.4 Сила фильтрационного давления

Проводится фильтрационный расчет плотины на скальном основании. Для гравитационной плотины с цементационной завесой в основании (II класс сооружения):

$$\frac{H_{as}}{H_d} = 0,4 \quad (6.67)$$

$$\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,15 \quad (6.68)$$

где  $H_{as}$  – напор на цементационной завесе;  
 $H_{dr}$  – напор на дренаже.

Зная величину  $H_d = 186 - 142,08 = 43,92$  м, вычисляется из соотношений  $H_{as}$  и  $H_{dr}$ .

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 43,92 = 17,57 \text{ м}$$

$$H_{dr} = 0,15 \cdot H_d = 0,15 \cdot 43,92 = 6,59 \text{ м}$$

Сила фильтрационного давления на подошву сооружения:

$$W_\phi = \gamma_w \cdot S_\phi = 10 \cdot 265 = 2650 \frac{\text{кН}}{\text{м}} \quad (6.69)$$

где  $S_\phi$  - площадь эпюры фильтрационного давления, действующего на подошву плотины,  $S_\phi = 265 \text{ м}^2$ .

Схема эпюры фильтрационного давления приведена на рисунке 6.4.

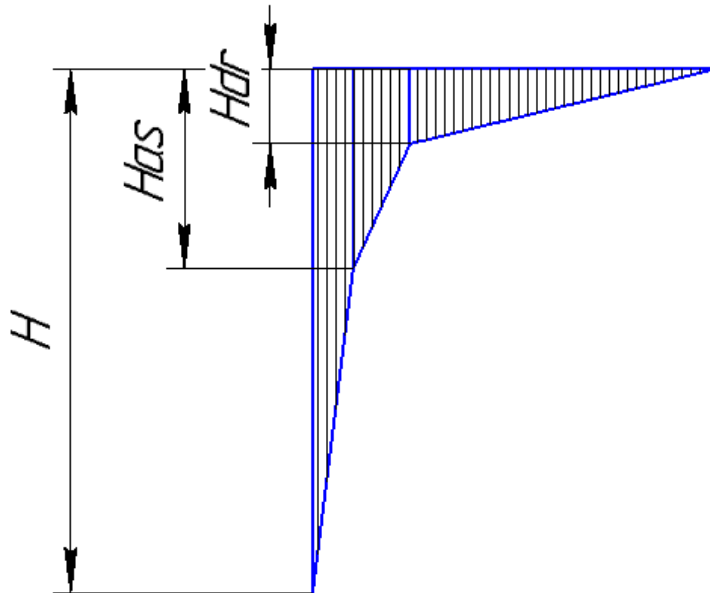


Рисунок 6.4 - Схема эпюры фильтрационного давления

#### 6.4.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_H = \gamma_H \cdot h_H \cdot tg^2 \left( 45^\circ - \frac{\varphi_H}{2} \right), \quad (6.70)$$

где  $\gamma_H$  – удельный вес наносов во взвешенном состоянии  $\gamma_H = 10 \text{ кН/м}^3$ ;  
 $h_H$  – толщина слоя наносов  $h_H = 4 \text{ м}$ ;  
 $\varphi_H$  – угол внутреннего трения для наносов,  $\varphi_H = 20^\circ$ .

$$p_H = 10 \cdot 4 \cdot tg^2 \left( 45^\circ - \frac{20^\circ}{2} \right) = 9 \text{ кПа.}$$

Равнодействующая давления наносов:

$$E_H = \frac{p_H \cdot h_H}{2}, \quad (6.71)$$

$$E_H = \frac{9 \cdot 4}{2} = 18 \text{ кН.}$$

#### 6.4.6 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления при основном расчетном случае может быть определена упрощенно по формуле А.Л. Можевитинова:

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot \gamma_w \cdot h_{1\%} \left( \frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) \quad (6.72)$$

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

$\bar{\lambda}$  – средняя длина волны;

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 3,75^2}{40,58} = 1,09 \text{ м} \quad (6.73)$$

Параметры волн определены в п.б.1.1.

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot 10 \cdot 3,75 \left( \frac{40,58}{3,14} + \frac{1,09}{2} \right) = 252,52 \frac{\text{кН}}{\text{м}},$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%}, \quad (6.74)$$

$$y_c = \frac{40,58}{6,28} - \frac{3}{8} \cdot 3,75 = 5,06 \text{ м.}$$

Плечо силы относительно оси вращения моментов:

$$y_{\text{волн}} = \Delta\text{НПУ} - \Delta\text{ПОД} - y_c = 186 - 140 - 5,06 = 40,94 \text{ м.} \quad (6.75)$$

#### 6.4.7 Расчёт прочности плотины

Все напряжения считаем относительно горизонтального сечения подошвы.

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

Точки приложения равнодействующих всех сил рассчитаны с помощью программы Компас-3D.

Для удобства расчёта составим таблицу 6.3.

Таблица 6.3 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	$\gamma_f$	Направление силы	Основной случай			
			Расчетная сила, кН	Сила с учетом $\gamma_f$ , кН	Плечо, м	Момент, кНм
Тв	1	→	10580	10580	15,33	162191,4
Тн	1	←	22	22	0,69	-14,9
Gб	0,95	↓	5409,6	5139,12	7,82	-40187,9
Gпл	0,95	↓	15436,8	14664,96	5,79	-84910,1
Wвзв	1	↑	738,4	738,4	0	0
Wф	1	↑	2650	2650	9,82	26023
qз	0,9	↓	76,7	69	13,6	-938,2
Wволн	1	→	252,52	252,52	39,88	10070,4
Ен	1,2	→	18	21,55	1,33	28,7
$\Sigma N$			16484,7			
$\Sigma M$			72262,3			

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

Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_n} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B_n^2}, \quad (6.76)$$

где  $N$  – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;



$M$  – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;  
 $B_{\Pi}$  – ширина подошвы плотины.

$$\sigma_y^u = -\frac{16484,7}{35,5} + \frac{6 \cdot 72262,3}{35,5^2} = -120,32 \text{ кН/м}^2.$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (6.77)$$

где  $H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 186 - 140 = 46 \text{ м}$  – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

$m_u$  – заложение верховой грани на уровне расчётного сечения,  $m_u = 0$ ;

$$\sigma_x^u = -120,32 \cdot 0 - 10 \cdot 46 \cdot (1 - 0) = -460 \text{ кН/м}^2.$$

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u; \quad (6.78)$$

$$\tau_{xy}^u = 0;$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 \quad (6.79)$$

$$\sigma_1^u = -120,32 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 46 \cdot 0 = -120,32 \text{ кН/м}^2;$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u \quad (6.80)$$

$$\sigma_3^u = -10 \cdot 46 = -460 \text{ кН/м}^2.$$

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_{\Pi}} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{B_{\Pi}^2}, \quad (6.81)$$

$$\sigma_y^t = -\frac{16484,7}{35,5} - \frac{6 \cdot 72262,3}{35,5^2} = -808,4 \text{ кН/м}^2,$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2), \quad (6.82)$$

$$\sigma_x^t = -808,4 \cdot 0,78^2 - 10 \cdot 1 \cdot (1 - 0,78^2) = -495,75 \text{ кН/м}^2,$$

где  $m_t = \text{ctg } \alpha_2$ , где  $\alpha_2 = 52^\circ$  – угол между низовой гранью и линией подошвы.

$H_d^t = \nabla \text{УНБ}_{\text{min}} - \nabla \text{ПОД} = 142,08 - 140 = 2,08 \text{ м}$  – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа;

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t, \quad (6.83)$$

$$\tau_{xy}^t = -(10 \cdot 2,08 - 808,4) \cdot 0,78 = 614,33 \text{ кН/м}^2;$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t, \quad (6.84)$$

$$\sigma_1^t = -10 \cdot 2,08 = -20,8 \text{ кН/м}^2;$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 \quad (6.85)$$

$$\sigma_3^t = -808,4 \cdot (1 + 0,78^2) + 10 \cdot 1 \cdot 0,78^2 = -1294,15 \text{ кН/м}^2;$$

Для наглядности все расчёты сводятся в таблицу 6.4.

Таблица 6.4 - Напряжения, возникающие в плотине

Напряжение	Напорная грань, кН/м <sup>2</sup>	Низовая грань, кН/м <sup>2</sup>
$\sigma_y$	-120,32	-808,4
$\sigma_x$	-460	-495,75
$\tau_{xy}$	0	614,33
$\sigma_1$	-120,32	-20,8
$\sigma_3$	-460	-1294,15

#### 6.4.8 Критерии прочности плотины

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

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.86)$$

где  $\gamma_n = 1,2$  – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения;

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

$\gamma_{cd}$  – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая  $\gamma_{cd} = 0,9$ ;

$$R_b \geq \frac{\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3|}{\gamma_{cd}}; \quad (6.87)$$

$$R_b \geq \frac{1,2 \cdot 1 \cdot 1294,15}{0,9} = 1725,5 \text{ кН/м}^2$$

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

$$2800 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 1725,5 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

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

$$\sigma'_y < 0, \quad (6.88)$$

$$- 120,32 \text{ кН/м}^2 < 0$$

3. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u, \quad (6.89)$$

$$120,32 \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 46.$$

$$120,32 \text{ кН/м}^2 \geq 115 \text{ кН/м}^2$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиям прочности.

#### 6.4.9 Расчёт устойчивости плотины на сдвиг

Устойчивость бетонных плотин 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:

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n \quad (6.90)$$

$$R = (G_{\text{пл}} + G_{\text{б}} - W_{\text{взв}} - W_{\text{ф}} + q_3) \cdot \text{tg } \varphi + c \cdot \omega; \quad (6.91)$$

$$\begin{aligned} R &= (14664,96 + 5139,12 - 738,4 - 2650 + 69) \cdot 0,7 + 80 \cdot 35,5 = \\ &= 14379,3 \frac{\text{кН}}{\text{м}} \end{aligned}$$

где  $\text{tg } \varphi = 0,7$  – внутреннее трение для грунта основания;

$c = 80 \text{ кН/м}^2$  – сцепление для скалы;

$\omega = B_{\text{п}} \cdot 1 = 35,5 \text{ м}^2$  – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

$\gamma_{cd}$  – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая  $\gamma_{cd} = 0,9$ ;

$$F = T_{\text{В}} - T_{\text{Н}} + W_{\text{волн}} + E_{\text{Н}}; \quad (6.92)$$

$$F = 10580 - 21,63 + 252,52 + 21,55 = 10832,44 \text{ кН/м.}$$

Таким образом, условие на сдвиг принимает вид:

$$\frac{14379,3 \cdot 0,95}{10832,44 \cdot 1} \geq 1,2 ,$$

$$1,26 \geq 1,2 .$$

По проведённым проверкам выбранный профиль плотины удовлетворяет условиям прочности и надёжности при основном сочетании нагрузок.

## **7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды**

### **7.1 Безопасность гидротехнических сооружений**

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

Ответственность за обеспечение безопасности несет собственник гидроэлектростанции. Контроль состояния основных сооружений ГЭС осуществляется контрольно-измерительной аппаратурой (КИА). В состав эксплуатационного персонала входит специальное подразделение, задача которого заключается в измерении с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа полученных данных.

На основании выше перечисленного и Акте обследования состояния ГТС составляется Декларация о безопасности, в которой описано обоснование безопасности сооружений, их соответствие критериям безопасности, проекту, действующим нормам и правилам, а также определяется характер и масштабы возможных аварийных ситуаций и рекомендации по предотвращению и ликвидацию явлений препятствующих безопасной эксплуатации.

### **7.2 Требования по охране труда и техники безопасности для работников Кемеровской ГЭС**

#### **Общие положения**

Правильно организованная работа по обеспечению безопасности труда повышает дисциплинированность работников, что, в свою очередь, ведет к повышению производительности труда, снижению количества несчастных случаев, поломок оборудования и иных нештатных ситуаций, то есть повышает в конечном итоге эффективность производства. Управление охраной труда в организации осуществляет работодатель.

Одной из основных задач по обеспечению безопасных условий труда на Кемеровской гидроэлектростанции является создание структурного подразделения по охране труда и технике безопасности.

Служба по охране труда и технике безопасности выполняет следующие ключевые задачи:

- определяет цели, задачи и политику организации в области охраны труда;
- участие в организации работ на оборудовании и сооружениях Кемеровской гидроэлектростанции;
- ответственный за охрану труда на предприятии - работодатель;
- разработка мероприятий по охране труда на предприятии.

Для всех работников станции в обязательном порядке разрабатываются должностные инструкции и охрана труда. Все работники станции должны при исполнении своих служебных обязанностей должны руководствоваться данными документами.

Инструкции по охране труда могут разрабатываться как для работников отдельных профессий, так и на отдельные виды работ. Они разрабатываются на основе межотраслевых и отраслевых правил по охране труда, типовых инструкций, требований безопасности, изложенных в технической документации завода - изготовителя оборудования, с которым имеют дело работники, с учетом конкретных условий производства и т.д. Каждой инструкции присваивается наименование и номер.

Должностные документы разрабатываются на основе действующих нормативно-правовых актов по технике безопасности и охране труда:

- Трудовой кодекс РФ;
- ГОСТ 12.0.230-2007 «Система стандартов безопасности труда. Система управления охраной труда. Общие требования»;
- распоряжение РАО ЕЭС России от 14.01.98 № 5р «Об утверждении Положения о СУОТ»
- Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. Утв. приказом Министерством труда и социальной защиты РФ от 24.07.2013 №328;
- РД153-34.0-03.301-00 – «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий»
- Федеральный закон от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
- другие нормативные документы в сфере охраны труда.

Руководители и работники предприятия несут в соответствии с Законодательством Российской Федерации дисциплинарную, гражданскую, административную и уголовную ответственность за невыполнение должностных и функциональных обязанностей по охране труда, если это могло привести или привело к несчастным случаям, заболеваниям на производстве, авариям, пожарам, материальному и моральному ущербу.

## 7.3 Пожарная безопасность

### 7.3.1 Общие требования к пожарной безопасности

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в правилах пожарной безопасности, утверждены РАО «ЕЭС России». В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции.

ГЭС должны быть оборудованы системой пожарной безопасности, направленной на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара.

Руководитель ГЭС обязан:

- организовать изучение и выполнение правил пожарной безопасности всеми работниками гидроэлектростанций;
- обеспечить разработку и выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности;
- установить противопожарный режим на территории, в производственных, административных и вспомогательных помещениях, соответствующий их пожарной опасности;
- установить порядок регулярной проверки состояния пожарной безопасности ГЭС.
- назначить ответственных лиц за пожарную безопасность по каждому производственному участку и помещению;
- о каждом пожаре сообщать в местные органы пожарной безопасности, назначать комиссию для установления причин пожара и разработки противопожарных мероприятий и т.д.

Ответственность за пожарную безопасность отдельных производственных и вспомогательных помещений (сооружений) и размещенных в них оборудования и устройств возлагается на руководителей структурных подразделений или на специально назначенных должностных лиц.

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

- обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность;
- обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;
- организовать пожарно-техническую подготовку подчиненного персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;
- обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;

- установить порядок и ответственность за содержание в исправном состоянии и постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

В обязанности оперативного персонала входит: при возникновении пожара принять меры к немедленному вызову пожарных подразделений, известить руководство гидроэлектростанции, обесточить электрооборудование в зоне пожара, выдать письменный допуск для тушения пожара, организовать его тушение и эвакуацию персонала (при необходимости), а также восстановление нормального режима работы оборудования и т.д.

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

Все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности. Подготовка работников включает в себя:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- регулярные инструктажи (первичный, периодические, внеплановые и целевые), по вопросам пожарной безопасности;
- специальная подготовка;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности и т.д.

Персонал ГЭС несет ответственность за обеспечение пожарной безопасности. Лица, виновные в нарушении правил пожарной безопасности несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством.

### **7.3.2 Объекты водяного пожаротушения на ГЭС**

Объектами водяного пожаротушения на ГЭС являются:

- гидрогенераторы;
- силовые трансформаторы;
- кабельные сооружения;
- станционное маслохозяйство;
- подпультные, подщитовые помещения.

Повреждение синхронных машин, вызванное пробоем изоляции обмоток статора генератора, может вызвать пожар с тяжелыми последствиями. На генераторах ГЭС устанавливаются защиты, которые автоматически с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора сигнализируют о наличии возгорания. Пожаротушение осуществляется вручную. В качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода. Вблизи лобовых частей



обмоток статора размещают дренчерные кольцевые трубопроводы, в которых выполнены отверстия со специальными насадками (дренчерами), ось которых направлена в сторону обмотки. Следует отметить, что при ложном срабатывании защиты или при длительной подаче воды происходит излишнее увлажнение изоляции, поэтому требуется достаточно высокая надежность работы этих устройств.

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

Кабельные сооружения ГЭС должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и запорно-пусковыми устройствами (ЗПУ). Каждый объект оснащается системой пожарного обнаружения и оповещения, с помощью, которой осуществляется обнаружение пожара, а также автоматическим пуском системы и автоматической подачей воды на очаг пожара.

### **7.3.3 Противопожарная безопасность в аккумуляторных установках**

1. На дверях помещения аккумуляторной батареи должны быть соответствующие надписи, а также необходимые запрещающие и предписывающие знаки безопасности.

2. При замене или ремонте нагревательных устройств, светильников, электродвигателей вентиляции и электропроводки в основных и вспомогательных помещениях аккумуляторных батарей должны учитываться требования их монтажа, установки и эксплуатации во взрывоопасных зонах в соответствии с ПУЭ.

3. В помещениях аккумуляторных батарей должно регулярно проверяться состояние приточно-вытяжной вентиляции, которая блокируется с зарядным устройством и обеспечивает номинальный режим работы.

4. Полы и стеллажи для установки стационарных аккумуляторов должны быть выполнены в соответствии с требованиями ПУЭ и технических условий.

5. При реконструкции аккумуляторной батареи помещение может отапливаться калориферным устройством, располагаемым вне этого помещения, с применением устройств против заноса искр через вентиляционные каналы. Трубопроводы парового или водяного отопления аккумуляторных помещений должны соединяться на сварке. Запрещаются фланцевые соединения и установка вентиляей.

6. Ремонт и хранение кислотных и щелочных аккумуляторов должны осуществляться в разных помещениях.

7. В аккумуляторном помещении забор воздушно-газовой среды при вентиляции должен производиться как из верхней, так и из нижней его части.

Если потолок имеет выступающие конструкции или наклон, должна быть предусмотрена вытяжка воздуха соответственно из каждого отсека или из самой верхней части потолка.

8. При естественном освещении помещения аккумуляторных батарей стекла окон должны быть матовыми или покрываться белой клеевой краской, стойкой к агрессивной среде.

9. Работы с использованием паяльных ламп в помещениях аккумуляторных батарей должны проводиться после прекращения зарядки батареи при условии тщательного проветривания и анализа воздушной среды.

10. Запрещается непосредственно в помещениях аккумуляторных батарей курить, хранить кислоты и щелочи в количествах, превышающих односменную потребность, оставлять спецодежду, посторонние предметы и стораемые материалы.

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

При строительстве Кемеровского 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 в нижнем бьефе Кемеровского ГУ;
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 естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты;

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

## **7.5 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 пред проектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора.

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

3. Работы по санитарной подготовке ложа 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.

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

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

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

- 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 двурети основной 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.

### **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;

Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ

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

2.8 Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;

2.9 Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;

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

## 7.6 Отходы, образующиеся при строительстве

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

### Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме

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

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{ т} \quad (7.1)$$

где  $N$ - объем бетонных работ, м<sup>3</sup> (788900 м<sup>3</sup>)

$q$ - удельный норматив образования, % ( $q = 1,8\%$ )

$\rho$ - плотность бетона, т/м<sup>3</sup> ( $\rho = 2,5 \text{ т/м}^3$ )

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{788900 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 35500,5 \text{ т}$$

7.4.2 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 %.

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

где  $N$ - количество арматуры, т (103 т)

$q$ - удельный норматив образования, % ( $q = 1,0\%$ )

$\rho$ - удельный вес арматуры, т/м<sup>3</sup> ( $\rho = 2,0$  т/м<sup>3</sup>)

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{103 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 2,6 \text{ т}$$

Таким образом в результате строительства будет образовано 28023 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 2,6т 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.

## **7.7 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации**

*В период эксплуатации Кемеровского 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.

В связи с тем, что на расстоянии 4 км от ГЭС находится населенный пункт – с. Салтымакого, согласно СП от 2.2.1/2.1.11200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» требуется проведение исследований по необходимости установления санитарно-защитной зоны: исследования химических (выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от источников выбросов) и физических (шум, инфразвук, интенсивность электромагнитных полей) факторов.

Также, согласно СП от 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения» требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Томь от сбросов Кемеровской ГЭС ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения села Салтымакого, в пределах пром площадок объектов Кемеровской ГЭС регламентируется требованиями СанПиН 2.1.4.1110-02 :

- в первом поясе ЗСО не допускается спуск любых сточных вод, в том числе сточных вод водного транспорта;

- выявление объектов загрязняющих источников водоснабжения, с разработкой конкретных водоохраных мероприятий, обеспеченных источником финансирования, подрядными организациями и согласованных с центром государственного санитарно-эпидемиологического надзора;

## **7.8 Экологические последствия строительства гидроузла**

В таблице Д.1 приложения Д отражены экологические аспекты строительства и эксплуатации Кемеровской ГЭС, а также перечислены основные мероприятия, направленные на сохранение природных комплексов и снижению негативного воздействия гидроузла на природную среду.

## 8 Технико – экономические показатели

### 8.1. Оценка объемов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования.

Электрическая энергия с точки зрения оптового рынка является товаром, который продают на оптовом или розничном рынке. Результаты продаж электроэнергии представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Год реализации проекта					
	2020год	2021год	2022год	2023год	2024год	2025год
Установленная мощность, МВт	600	600	600	600	600	600
Число часов использования установленной мощности, час	7250	7250	7250	7250	7250	7250
Выработка электроэнергии, тыс. МВт·ч	4350	4350	4350	4350	4350	4350
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	1	1	1	1	1	1
Расход электроэнергии на собственные нужды, МВт·ч	43,5	43,5	43,5	43,5	43,5	43,5
Объем реализации электроэнергии, тыс. МВт·ч	4306,5	4306,5	4306,5	4306,5	4306,5	4306,5
Тариф на электроэнергию, руб./МВт·ч	1007	1042	1077	1110	1143	1175
Выручка от реализации электроэнергии, млн.руб.	361,39	373,95	386,51	398,35	410,19	421,68
НДС к выручке, млн.руб	55,13	57,04	58,96	60,77	62,57	64,32

Вывод: С повышением тарифа на электроэнергию повышается ее выручка.

### 8.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполняем на основании Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.» 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 принимаются 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.

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/МВт	Сумма, млн.руб.
Фон оплаты труда	255,2	153,12
Прочие	274	164,4
Итого	529,2	317,52

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в %, представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этап проекта, год	Величина, %
1-5	0,06
5-9	0,09
10-15	0,14
Свыше 15	0,2

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

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38тыс.руб/МВт	81,23
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097тыс.руб/МВт·ч	5,69
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0.000318тыс.руб/МВт·ч	1,65
Итого	-	88,56

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт\*ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Томь составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2023	2024	2025	2026	2027
Амортизационные отчисления, млн.руб.	245,45	245,45	245,45	245,45	245,45
Расходы на страхование, млн.руб.	10,57	49,06	88,74	129,52	171,37
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	317,52	317,52	317,52	317,52	317,52
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	7,53	9,79	12,12	14,52	16,99
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	88,56	88,56	88,56	88,56	88,56
Налог на воду, млн.руб.	24,88	24,88	24,88	24,88	24,88
Итого, млн.руб.	694,52	735,27	777,28	820,47	864,78

Вывод: Рост затрат по гидроузлу характерен росту расходов на страхование.

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

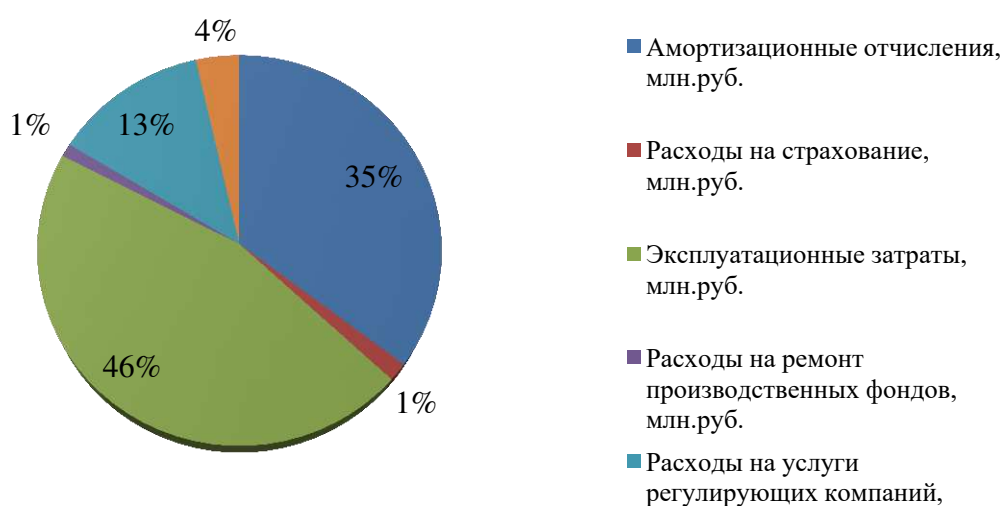


Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %

Вывод: Из диаграммы можно сделать вывод, что основную часть затрат по гидроузлу составляют эксплуатационные расходы, а самую малую часть затрат составляет налог на воду.

### 8.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства Кемеровской ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

- Налог на прибыль – 20%;
- НДС – 18%;
- Взносы в социальные фонды – 34%;
- Налог на имущество – 2,2%
- Налог на воду на 1 тыс. кВт.ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот за период 2023-2027 годы приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6– Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2023	2024	2025	2026	2027
Налог на прибыль, млн.руб.	919,8	952,0	981,7	1010,4	1037,4
НДС, млн.руб.	902,8	931,3	957,4	982,6	1006,3
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Налог на имущество, млн.руб.	140,7	137,4	134,0	130,7	127,3
Итого, млн.руб.	1964,8	2022,1	2074,5	2125,0	2172,3

Вывод: Рост налоговых расходов обусловлен ростом: налога на прибыль, взносов в социальные фонды, НДС. Налог на имущество после 2022 года уменьшается.

### 8.4 Оценка суммы прибыли

Прибыль является конечным финансовым результатом от продажи электроэнергии генерирующей компанией и в общем виде представляет разницу между ценой продукции и её себестоимостью. Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.7, Чистая прибыль представлена (рисунок 8.2).

Таблица 8.7 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2023	2024	2025	2026	2027
Выручка (нетто), млн.руб.	5028,19	5186,9	5330,8	5470,42	5601,2
Текущие расходы, млн.руб.	694,52	735,27	777,28	820,47	864,78
Наименование	Год реализации проекта				
	2023	2024	2025	2026	2027
ЕВИТДА(Валовая прибыль), млн.руб.	4333,67	4451,6	4553,5	4649,95	4736,4
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	866,734	890,33	910,7	929,99	947,28

### Окончание таблице 8.7

Наименование	Год реализации проекта				
	2023	2024	2025	2026	2027
НОРАТ(чистая прибыль), млн.руб.	4261,44	4377,4	4477,6	4572,45	4657,5
Ставка налога на прибыль, %	20	20	20	20	20

Вывод: С увеличением выручки увеличивается чистая прибыль.



Рисунок 8.2 – Чистая прибыль, млн. руб.

Вывод: Наблюдается уверенный рост чистой прибыли, так как растут тарифы на электроэнергию и мощность.

## 8.5 Оценка инвестиционного проекта

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

### 8.5.1 Методология, исходные данные

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

1. Чистый, дисконтированный доход
2. Индекс прибыльности
3. Срок окупаемости
4. И т.д.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии

с:

а) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденный приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

б) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

в) Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»

Расчёты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

1) Период прогнозирования для Кемеровской ГЭС составляет 24года, в соответствии со сроком службы основного оборудования.

2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2017 года.

3) Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

### 8.5.2 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 - Показатели эффективности реализации проекта «Кемеровская ГЭС на реке Томь»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования, %	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPВ, мес	75
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	18817,25
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,37
Себестоимость эл.энергии, кВт*ч	0,21
Удельные капиталовложения, руб/Квт	12175,5

### 8.5.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов осуществления проекта на доходы и расходы федерального и регионального бюджетов. Показатели бюджетной эффективности рассчитываются на основании определения потока бюджетных средств.

К притокам бюджетных средств относятся притоки от налогов,

установленных действующим законодательством. Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты представлены в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	Год реализации проекта				
	2023	2024	2025	2026	2027
В федеральный бюджет, млн.руб	1848,92	1909,6	1965,4	2019,25	2069,9
В региональный бюджет, млн.руб	140,71	137,37	134,02	130,67	127,32
Итого налоговых поступлений, млн.руб	1989,63	2046,9	2099,4	2149,92	2197,2

Вывод: Налоговые поступления увеличиваются из-за повышения выручки от реализации электроэнергии.

## 8.6 Бюджетная эффективность

Типы риска инвестиционного проекта:

- 1) рыночные - неопределенность объемов реализации электроэнергии;
- 2) капитальные - возможность неудачного конструктивного решения, следствием которого является изменения затрат в строительство;
- 3) операционные - неопределенность хода проекта в его продуктивный период;
- 4) правовые (политический, юридический, суверенный) возможность изменения правовой среды, в которой осуществляется бизнес;
- 5) финансовые (процентный, валютный) - неопределенность обменных и процентных ставок на финансовых рынках.

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности - метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины прогнозного тарифа к изменениям:

- а) Ставки налогов;
- б) Объема инвестиций;
- в) Цена сбыта;

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно. Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов, объемов инвестиций, изменения цены сбыта и от изменения ставки дисконтирования рисунок 8.3 - рисунок 8.6.

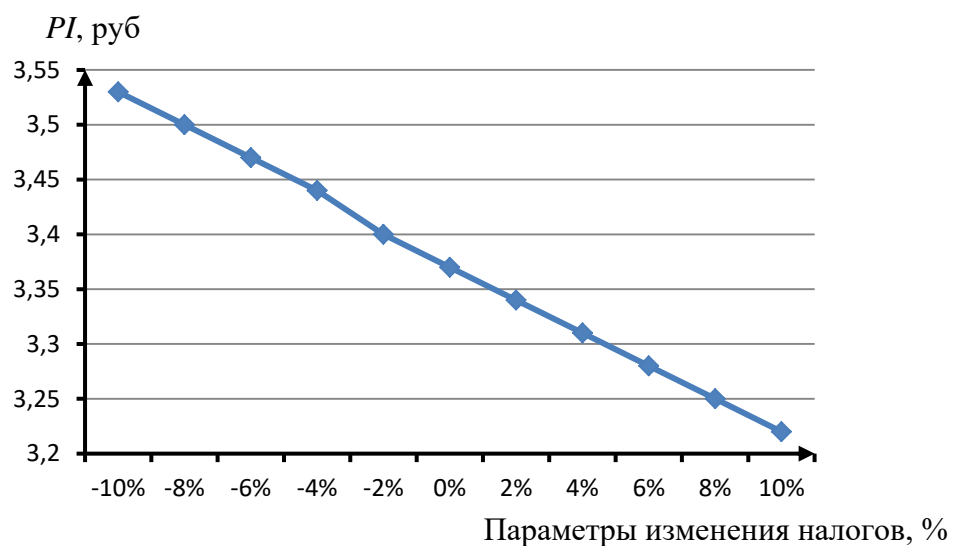


Рисунок 8.3-Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов

Вывод: Увеличение ставки налогов – уменьшение величины PI.

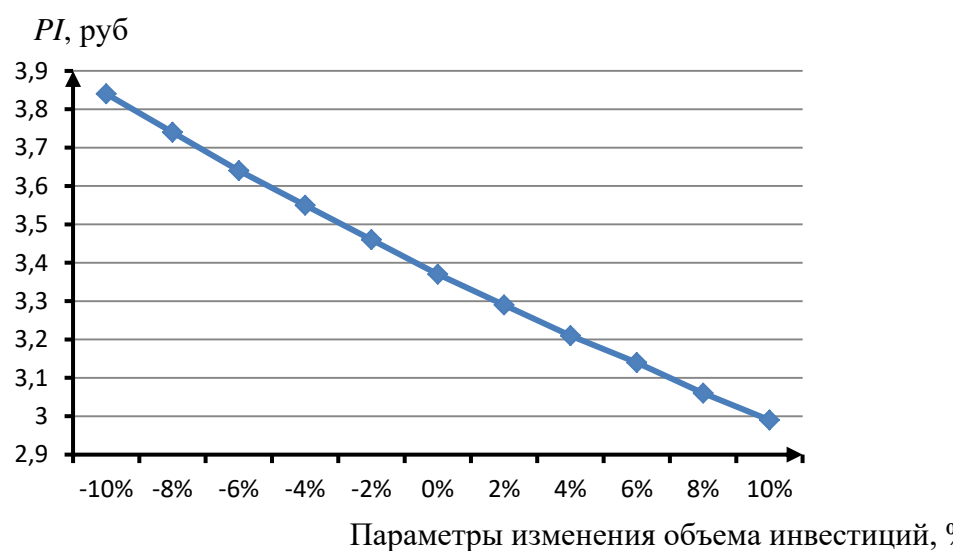


Рисунок 8.4-Сумма PI в зависимости от изменения объёма инвестиций

Вывод: Увеличение объёма инвестиций - уменьшение величины PI.

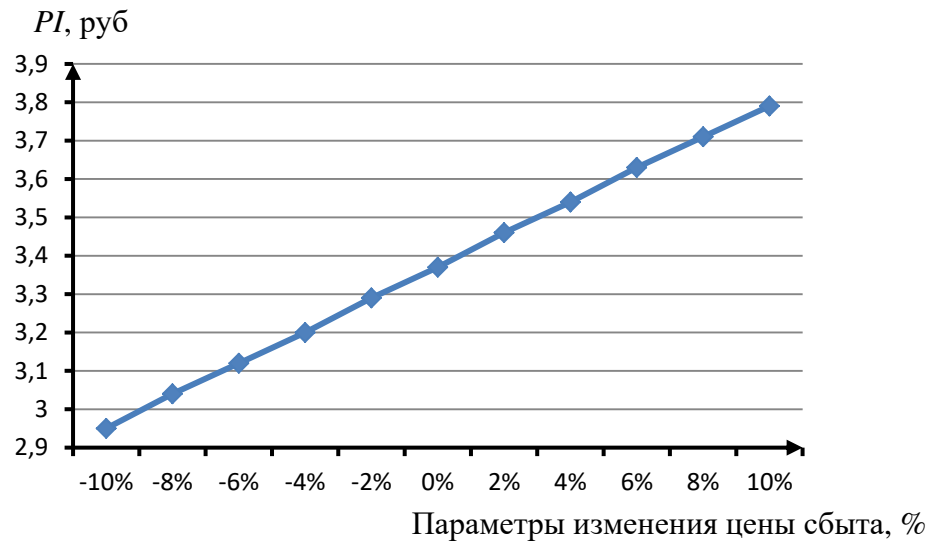


Рисунок 8.5-Сумма PI в зависимости от изменения цены сбыта

Вывод: Увеличении цены сбыта –увеличение величины PI.

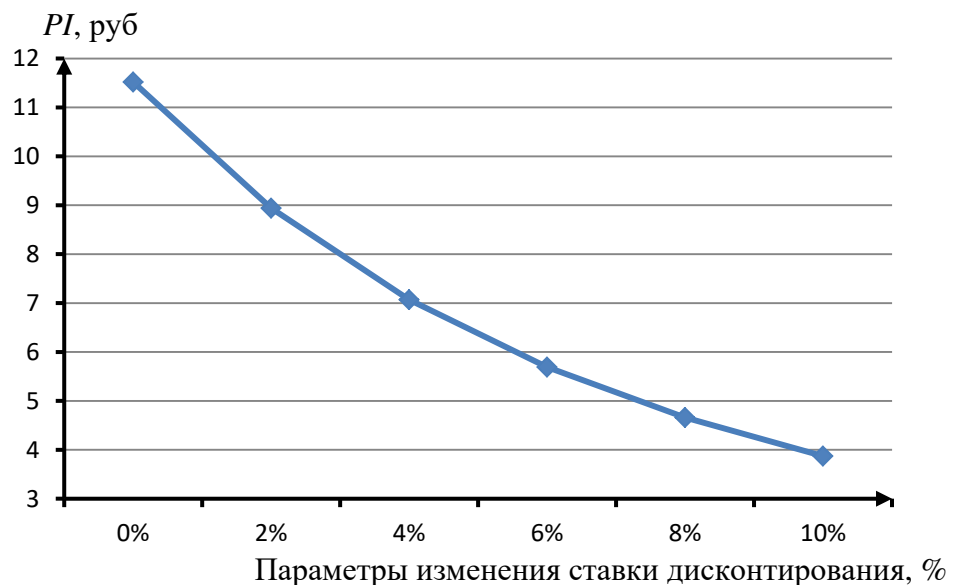


Рисунок 8.6 - Сумма PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Вывод: Увеличение ставки дисконтирования – уменьшение величины PI.  
 Проведенный анализ чувствительности показал, что наибольший риск для проекта представляют изменение следующих параметров:

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



## **9 Требования к энергетическим маслам, способы контроля, восстановление параметров. Схемы маслохозяйства ГЭС. Применение импортных масел**

### **9.1 Требования к энергетическим маслам**

На ГЭС применяются турбинные, трансформаторные и промышленные масла различные по своим свойствам и назначению. Все энергетические масла принимаемые на энергопредприятиях от поставщиков, должны иметь сертификаты качества или паспорта предприятия изготовителя и быть подвергнуты лабораторному анализу в целях определения их соответствия государственным стандартам или техническим условиям. В случае несоответствия их качества применение этих масел в оборудовании не допускается.

#### **9.1.1 Турбинные масла**

На СШ ГЭС применяется турбинное масло Shell Turbo T 46 - минеральное масло с антиокислительными и противоизносными присадками. Имеет высокие деэмульгирующие свойства, низкое пенообразование, длительный срок службы. Ближайшим отечественным аналогом турбинного масла Shell Turbo T 46 является масло Тп-30 ГОСТ 9972.

Для обработки и хранения турбинного масла SHELL TURBO T46 предусмотрены два бака Б5 и Б6 емкостью по  $65\text{ м}^3$ , установленные в баковом помещении №3 на отм.310,70. И два бака Б7 и Б8 емкостью по  $65\text{ м}^3$ , установленные в баковом помещении №2 на отм.310,70.

В малой аппаратной SHELL TURBO T46 на отм.310,70 установлены:

- маслоочистительная установка Pall NFKF 350;
- маслоочистительная установка Pall HNPO74;
- два насоса типа Ш40-4-19,5/4 производительностью  $19,5\text{ м}^3/\text{ч}$ , Рэ.д.=7,5кВт предназначенных для перекачки и выдачи масла.

В большой аппаратной на отм.310,70 установлены:

- два насоса (Н-1, Н-2) типа НМШ32-10-18/4-1 производительностью  $18\text{ м}^3/\text{ч}$ , Рэ.д.=5,5кВт предназначенных для перекачки и выдачи масла;
- для производства очистки турбинного масла установлены отводы с шаровыми кранами для подключения к трубопроводу турбинного масла очистительных установок типа ОСМ 305 (УС1, УС2), ОМГ-50 (УОТ), Pall NFKF 350 (УФ1), Pall HNPO74 (УО1);
- для промывки трубопроводов трансформаторного масла установлен бак Б10 емкостью  $3\text{ м}^3$ .

На отм. 301,4 установлен насос КМ-80-50-200 (Н-8) предназначенный для перекачки грязного масла из бака Б15 в штуцерную.

В штуцерной (отм.327) установлен насос типа НМШ32-10-18/4-1 (Н-3) применяемый для закачки свежего масла и отводы труб для откачки отработанного масла, а также грязных масел из бака Б15.

Аппаратные связаны стационарными трубопроводами с маслonaполнительными узлами гидроагрегатов: маслобаком МНУ турбины, маслованнами подпятников, турбинного и генераторного подшипников генераторов. Слив масла из этих узлов производится самотеком.

Все операции по обработке, перекачке и выдаче турбинного масла SHELL TURBO T46 производятся по принципиальной схеме 03-19-43 станционного маслохозяйства Саяно-Шушенской ГЭС.

Турбинные масла используются в системах регулирования гидроагрегата, для смазки подпятника, генераторного и турбинного подшипника.

Объем масла в системе регулирования гидроагрегата составляет:

- в сливном баке 8 м<sup>3</sup>;
- в котле 8 м<sup>3</sup>;
- в системах трубопроводов 4 м<sup>3</sup>;
- Объем масла в ванне подпятника 16,5 м<sup>3</sup>;
- объем масла в ванне турбинного подшипника 3,2 м<sup>3</sup>;
- объем масла в ванне генераторного подшипника 2,3 м<sup>3</sup>;

Поступающие на электростанцию партии товарных турбинных масел Shell Turbo T46 и должны сопровождаться паспортом (сертификатом) фирмы-изготовителя.

Качество турбинного масла, принятого от поставщика в транспортной емкости, должно отвечать требованиям стандарта (сертификата фирмы-изготовителя), указанных в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Требования, предъявляемые к турбинным маслам

Показатели качества	Shell Turbo T 46
Вязкость кинематическая, мм <sup>2</sup> /с, при температуре 40 °С	41,4-50,6
Индекс вязкости, не менее	95
Кислотное число, мг КОН/г, не более	0,05
Стабильность против окисления при 150°С, 15 ч и расходе кислорода 83 см <sup>3</sup> /мин - кислотное число, мг КОН/г, не более - массовая доля осадка, %, не более	0,50 0,01
Температура вспышки в открытом тигле, °С, не ниже	200
Содержание водорастворимых кислот и щелочей	-

### Окончание таблицы 9.1.

Показатели качества	Shell Turbo T 46	
Время деэмульсации, с, не более	170	
Коррозия на стальных стержнях	отсутствие	
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,005 (отсутствие)	
Содержание воды, %, не более	0,03 (отсутствие)	
Плотность при 20°С, кг/м <sup>3</sup> , не более	890	895
Внешний вид (визуальный контроль)	Чистая прозрачная жидкость, желтого или светло-коричневого цвета, не содержащая взвешенных частиц загрязнений и осадков	

### 9.1.2 Трансформаторные масла

Трансформаторные масла применяют для заливки силовых и измерительных трансформаторов, реакторного оборудования, а также масляных выключателей. Трансформаторные масла являются электроизоляционным материалом, теплоотводящей и дугогасящей средой, а также являются средой, защищающей твердую изоляцию от проникновения в нее влаги и воздуха.

На СШ ГЭС применяют трансформаторное масло Nytro 11GX МЭК 296-82 – масло трансформаторное из нафтеновых венесуэльских нефтей, вырабатываемое с применением процессов гидроочистки.

Для хранения трансформаторного масла на отм.310,70 предусмотрено:

- Бак Б1 емкостью 75м<sup>3</sup> расположен в баковом помещении № 1.
- Бак Б2 емкостью 75м<sup>3</sup> расположен в баковом помещении № 1.
- Бак Б3 емкостью 75м<sup>3</sup> расположен в баковом помещении № 2.
- Бак Б4 емкостью 75м<sup>3</sup> расположен в баковом помещении № 3.

В большой аппаратной на отм.310,70 установлены:

- три насоса типа НМШ32-10-18/4-1 производительностью 18м<sup>3</sup>/ч, Рэ.д.=5,5кВт предназначенных для перекачки и выдачи масла;

- для производства очистки трансформаторного масла установлены отводы с шаровыми кранами для подключения к трубопроводу трансформаторного масла очистительных установок типа Pall HNPO74 (УО2, УО3) и Pall NFKF 350 (УФ2);

- для промывки трубопроводов трансформаторного масла установлен бак Б9 емкостью 3 м<sup>3</sup>.

Маслохозяйство на отм. 310,70 связано стационарными трубопроводами с трансформаторной мастерской на отм. 333.

В помещении трансформаторной мастерской (отм.333) размещаются баки Б16, Б17, Б18, Б19 - емкостью по 20м<sup>3</sup> каждый, предназначенные для приема

масла из СМХ и трансформаторов и последующей обработки и залива в трансформаторы.

Бак №17 имеет индукционную обмотку, позволяющую производить нагрев масла в баке. Питание индукционной обмотки и управление в ручном или автоматическом режиме осуществляется при помощи ШДМ (шкаф дегазации масла). Гидравлическая и вакуумная схема бака №17 позволяет производить сушку и дегазацию трансформаторного масла.

В штуцерной (отм.327) установлен насос типа НМШ32-10-18/4-1 (Н-7) применяемый для закачки свежего масла и отводы труб для откачки отработанного масла, а также грязных масел из бака Б14.

На отм. 301,4 установлен насос КМ-80-50-200 (Н-9) предназначенный для перекачки грязного масла из бака Б14 в штуцерную.

Все операции по очистке, сушке, дегазации и перекачке масла производятся согласно принципиальной схеме 03-19-44 стационарного маслохозяйства Саяно-Шушенской ГЭС.

Поступающие на электростанцию партии товарных трансформаторных масел должны сопровождаться паспортом (сертификатом) фирмы-изготовителя.

Качество трансформаторного масла, принятого от поставщика в транспортной емкости, должно отвечать требованиям стандарта (сертификата фирмы-изготовителя), указанных в таблице 9.2.

Таблица 9.2 Требования, предъявляемые к трансформаторным маслам

Показатель	Марка масла
	Nyro 11GX МЭК 296-82
Вязкость кинематическая, мм <sup>2</sup> /с, не более при: 50°С	9 (11*)
Кислотное число, мг КОН на 1 г масла, не более	0,01
Температура вспышки в закрытом тигле, °С, не ниже	135
Содержание водо-растворимых кислот и щелочей	-
Содержание механических примесей	Отсутствие
Тангенс угла диэлектрических потерь, %, не более при 90°С	0,5
Плотность при 20°С**, кг/м <sup>3</sup> , не более	895
Стабильность против окисления:	
– масса летучих кислот, мг КОН на 1 г масла, не более	0,04
– содержание осадка, % массы, не более	0,015
– кислотное число окисленного масла, мг КОН на 1 г масла, не более	0,10
Содержание ионола (АГИДОЛ-1), %, не менее	0,25
Внешний вид	Чистое, прозрачное, свободное от видимых частиц загрязнения и осадков, желтого или светло коричневого цвета

### 9.1.3 Индустриальные масла

Индустриальные масла используются в системе управления затворами, а также в кранах для смазки редукторов.

На СШ ГЭС применяются индустриальное ВМГЗ, в классификации по ГОСТу 17479.3 имеет название МГ-15-В. Отечественное гидравлическое масло. Всесезонное масло гидравлическое загущенное производится на базе маловязкого, низко застывающего масла на минеральной основе, которое загущается с помощью присадок. Масло гидравлическое отличается хорошей смазывающей способностью, стойкостью против образования и отложения смолистых осадков, а также против вспенивания, хорошо защищает металлические поверхности от коррозии. Получение масла происходит в ходе гидро каталитического процесса с использованием специализированных методов очистки и обработки.

Поступающая на электростанцию партии товарных индустриальных и гидравлических масел должны сопровождаться паспортом (сертификатом) фирмы-изготовителя.

Качество товарного масла должно отвечать всем требованиям нормативных документов (национальным стандартам, техническим условиям), указанных в таблице 9.3.

Таблица 9.3 – Требования, предъявляемые к индустриальным маслам

Показатель	Марка масла
	ВМГЗ ГОСТ17479.3
Вязкость кинематическая, мм <sup>2</sup> /с, не более при: 40°C	10
Кислотное число, мг КОН на 1 г масла, не более	0,05
Температура вспышки в открытом тигле, °С, не ниже	135
Содержание растворителей в маслах селективной очистки	Отсутствие
Содержание механических примесей	Отсутствие
Стабильность против окисления:	-
– кислотное число мг КОН/г, не более	0,1
– приращение смол, % не более	0,2
Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup> , не более	880
Внешний вид	Чистое, прозрачное, свободное от видимых частиц загрязнения и осадков, желтого или светло коричневого цвета

## **9.2 Способы контроля**

### **9.2.1 Турбинные масла**

#### **Отбор проб турбинного масла из оборудования**

Отбор проб турбинного масла из штатных пробоотборных точек необходимо выполнять в соответствии с требованиями ГОСТ 31873-73. При отборе проб масла следует соблюдать следующие основные правила:

- для отбора использовать только специально подготовленную лабораторией анализа масла сухую и чистую посуду - стеклянные бутылки, закрытые герметично пробками;
  - подготовленная посуда транспортируется к месту отбора проб герметично закрытой, в специальном контейнере;
  - слить достаточное количество масла (не менее трех литров) в подготовленную емкость (ведро) для удаления загрязнений, которые могут находиться в маслоотборном штуцере пробоотборной точке, при этом в струю помещается рабочая часть термометра для определения температуры масла в точке отбора.
  - обеспечить наполнение каждого сосуда отбираемым маслом не менее чем на 95% его вместимости;
  - после заполнения сосуд с пробой герметично закрывается пробкой;
- После отбора пробы восстановить первоначальный вид пробоотборной точки, для чего герметично её закрыть

#### **Контроль качества масла при хранении**

Качество свежих турбинных масел Shell Turbo T46, находящихся на хранении должно соответствовать требованиям Таблицы 9.1. По следующим показателям качества, определяемым с периодичностью не реже одного раза в четыре года:

- кислотное число;
- время деэмульсации;
- содержание воды;
- класс промышленной чистоты;
- кинематическая вязкость;
- температура вспышки в открытом тигле;
- содержание водорастворимых кислот и щелочей;
- стабильность против окисления;
- антикоррозионные свойства;
- содержание антиокислительной присадки;
- содержание шлама.

Находящиеся на хранении эксплуатационные и регенерированные нефтяные турбинные масла должны соответствовать требованиям,

приведенным в таблице 9.1, определяемым с периодичностью не реже одного раза в 4 года.

### **Контроль качества масла при заливе в оборудование**

Качество эксплуатационного нефтяного турбинного масла, вводимого в работу после его очистки на маслохозяйстве должно удовлетворять требованиям Таблицы 9.1. Перед заполнением или доливкой маслосистем гидроагрегата эксплуатационным маслом необходимо отобрать пробу из емкости хранения маслохозяйства и выполнить анализ, в объем которого входит определение показателей:

- кислотное число;
- содержание воды;
- содержание механических примесей или класс промышленной чистоты;
- время деэмульсации;
- содержание шлама (общее);
- внешний вид.

### **Контроль качества масла при эксплуатации в оборудовании**

Нефтяное турбинное масло, находящееся в эксплуатации в маслосистемах гидроагрегатов должно удовлетворять требованиям, приведенным в Таблице 9.1.

После залива масла в гидроагрегат после монтажа или капитального ремонта следует отобрать пробу через 72 ч непрерывной работы маслосистемы и выполнить анализ масла по следующим показателям Таблицы 9.1:

- внешний вид;
- кислотное число;
- время деэмульсации;
- содержание шлама (общее);
- класс промышленной чистоты;
- содержание воды.

Результаты этих испытаний позволят оценить показатели качества масла в начальный период эксплуатации агрегата.

Визуальный контроль турбинного масла, применяемого в гидроагрегатах электростанции, должен проводиться 1 раз в месяц.

Визуальный контроль масла заключается в проверке его внешнего вида, масло должно быть прозрачным и свободным от загрязнений и осадков.

При визуальном обнаружении в масле механических примесей, шлама или воды, а также при помутнении масла, должен быть проведен его внеочередной анализ по показателям Таблицы 9.1.

Анализ турбинного масла из гидроагрегатов на соответствие требованиям Таблицы 9.1 следует осуществляться через 1 месяц после начала его эксплуатации в маслосистеме.

## **9.2.2 Трансформаторные масла**

### **Порядок отбора проб трансформаторного масла**

Для отбора проб масла использовать только специально подготовленную лабораторией анализа масла сухую и чистую посуду - стеклянные бутылки, закрытые герметично пробками.

Отбор пробы трансформаторного масла для испытаний необходимо проводить при температуре изоляции не ниже +5°C.

Отбор масла из штуцера бака трансформатора осуществляют с помощью маслоотборного устройства, которое состоит из резиновой (силиконовой) трубки с внутренним диаметром 4-6 мм, которая плотно надевается на маслоотборный штуцер. При отборе проб масла из трансформатора маслоотборный штуцер должен быть очищен от загрязнений.

Для отбора проб масла к маслоотборному штуцеру присоединить шланг, осторожно открыть вентиль на баке трансформатора и слить 1-2 л масла (для промывки отверстия штуцера и шланга). Приподняв вверх свободный конец маслоотборного устройства для удаления из него пузырьков воздуха, сливая масло в подготовленную емкость.

Ополоснуть пробоотборную посуду отбираемым маслом. При отборе масла в бутылки необходимо поддерживать такую скорость истечения масла из маслоотборного устройства, чтобы исключить попадание в бутылку дополнительного объема атмосферного воздуха и выделение газов из масла (отсутствие видимых пузырей и завихрений в струе масла).

Обеспечить наполнение каждого сосуда не менее 95% его вместимости, при этом учитывать температуру отбираемого масла и возможность увеличения его объема в бутылке при нагревании. Сразу после заполнения сосуд с пробой немедленно закрыть пробкой.

После отбора пробы восстановить первоначальный вид пробоотборной точки (закрыть вентиль, снять шланг и т.д.).

Отбор проб масла из трансформаторов осуществляют в специальные стеклянные медицинские шприцы емкостью 20 мл загерметизированные иглой и проверенные в лаборатории хроматографического анализа СМО на герметичность.

### **Контроль качества масла при хранении**

Трансформаторное масло, слитое в баки маслохозяйства, подвергается лабораторным испытаниям по следующим показателям качества сразу после его приема из транспортной емкости или после слива из нового оборудования:

- внешний вид;



- кислотное число;
- температура вспышки в закрытом тигле;
- содержание механических примесей или класс промышленной чистоты;
- плотность;
- тангенс угла диэлектрических потерь при температуре 90°C.

Находящееся на хранении свежее трансформаторное масло испытывается с периодичностью не реже одного раза в четыре года по следующим показателям качества:

- внешний вид;
- кислотное число;
- температура вспышки в закрытом тигле;
- содержание механических примесей или класс промышленной чистоты;
- плотность;
- содержание водорастворимых кислот;
- содержание присадок;
- тангенс угла диэлектрических потерь при температуре 90°C;
- стабильность против окисления.

Содержание воды и пробивное напряжение необходимо определять непосредственно перед подготовкой масла к заливу в электрооборудование.

Качество, находящегося на хранении свежего трансформаторного масла должно соответствовать требованиям нормативных документов (спецификации или соответствующего стандарта или технических условий).

Качество эксплуатационного масла, находящегося на хранении, должно соответствовать требованиям таблицы 9.2.

Качество масел, поставляемых и хранящихся в электрооборудовании, должно соответствовать требованиям инструкций изготовителей электрооборудования.

### **Контроль качества масла перед заливом в электрооборудование**

Объем испытаний и нормативные значения показателей качества трансформаторных масел, заливаемых в электрооборудование электростанции определяется требованиями документов изготовителей оборудования.

Требования к качеству свежих трансформаторных масел, подготовленных к заливу или доливу в электрооборудование, приведены в таблице 9.2.

### **Контроль качества масла в оборудовании при эксплуатации**

Требования к качеству эксплуатационных трансформаторных масел в зависимости от вида оборудования и класса напряжения, методы испытаний приведены в таблице 9.2.

Периодичность испытаний – не реже одного раза в четыре года.

## **9.2.3 Индустриальные масла**

### **Контроль качества масла при хранении**

Качество находящегося на хранении свежего индустриального и гидравлического масла должно соответствовать требованиям нормативного документа (национальный стандарт, технические условия). Находящиеся на хранении свежее индустриальное и гидравлическое масла испытываются с периодичностью не реже одного раза в четыре года по показателям приведенных в таблице 9.3.

Постоянный запас индустриальных и гидравлических масел для энергетического оборудования должен составлять не менее 45-дневной потребности согласно ПТЭ.

Масла различных марок необходимо хранить и использовать отдельно, без смешения, в соответствии с их областью применения.

Температурный режим хранения масла должен обеспечивать возможность его использования в любое время года, но не превышать температуры 25° С.

Хранение масел в таре (200 л бочки, канистры и др.) необходимо в помещениях, исключающих загрязнение тары и попадание на тару атмосферных осадков.

### **Контроль качества масла перед заливом в оборудование**

Объем испытаний и нормативные значения показателей качества индустриальных и гидравлических масел, заливаемых в энергетическое оборудование электростанции, определяется требованиями документов изготовителей оборудования. Если нет соответствующих указаний в инструкциях изготовителя, то рекомендуется выполнить анализ, в объем которого входит определение показателей по таблице 9.3.

Подготовленные к заливу масла должны заливаться в маслосистемы, не содержащие загрязнений, масляного шлама и приняты на чистоту персоналом участка химического анализа СМО и персоналом СЭ.

### **Контроль масла при эксплуатации**

Периодичность испытаний для масел, применяемых в гидроприводах затворов следующая:

- визуальный контроль масла, применяемого в гидроприводах, должен проводиться 1 раз в месяц. Визуальный контроль масла заключается в проверке его внешнего вида, масло должно быть прозрачным и свободным от загрязнений и осадков. При визуальном обнаружении в масле механических примесей, шлама или воды, а также при помутнении масла, должен быть проведен его внеочередной анализ по показателям 9.3.

- определение содержания воды и шлама, класса промышленной чистоты после залива масла, далее не реже 1 раза в 3 месяца.
- определение кинематической вязкости, температуры вспышки и кислотного числа после залива масла, далее не реже 1 раза в 6 месяцев.

### **9.3 Восстановление параметров**

На Саяно–Шушенской ГЭС регенерацией масла не занимаются, в ходе эксплуатации проводят очистку масла.

Наибольшей эффективностью и экономичностью обладает масло очистительная установка комбинированного типа, в которой используют комбинированную технологию, включающую предварительную грубую очистку от механических примесей, вакуумную осушку (дегазацию) и градиентную объемную фильтрацию или электрофизическую очистку, способного обеспечить очистку масел в полном соответствии с требованиями действующих НТД.

Экономичность применения современных фильтров тонкой очистки зависит от исходного уровня загрязнения трансформаторных и турбинных масел, их применение рекомендуется при очистке масел с невысоким начальным уровнем загрязнения, или после предварительной грубой очистки (отстой, центробежная сепарация, грубая фильтрация (сетки, щелевые фильтры и др.)).

#### **9.3.1 Очистка турбинных масел**

Для очистки турбинных масел применяются различные физические и физико-химические методы удаления из них всех типов загрязнения (механические примеси, растворенная и дисперсная вода, шлам, растворенные газы и др.).

Предварительная, грубая очистка масла от дисперсной воды и механических примесей (шлама) осуществляется в резервуарах открытого склада масляных хозяйств или масляных баков оборудования с помощью отстаивания при хранении. Выделившиеся загрязнения периодически удаляются из резервуаров или маслобаков при помощи дренажей донных слоев масла. При этом удаляются, как правило, крупные и тяжелые частицы размером свыше 40 мкм и отстой воды.

Очистка турбинного масла осуществляется при его подготовке к заливу в оборудование или во время эксплуатации в постоянном или периодическом режиме. Применяются следующие технологии: центробежная и фильтрация

Установки для очистки турбинного масла на основе термовакуумной очистки используются для его периодической очистки при подготовке к заливу или в эксплуатации, они обеспечивают удаление дисперсной воды, механических примесей, они позволяют осуществлять глубокую осушку и дегазацию масла.

Фильтры тонкой очистки турбинных масел применяются для удаления механических примесей и должны обладать номинальной тонкостью фильтрации не более 20 мкм. Оптимальная номинальная тонкость фильтрации ФТО для турбинных масел составляет от 6 до 12 мкм (для циркуляционных систем). Для постоянной очистки турбинных масел в маслобаках оборудования применяются штатные сетчатые фильтры (фильтры грубой очистки). Фильтры тонкой очистки используются для очистки масла на работающем оборудовании и в установках для подготовки турбинных масел к заливу в оборудование.

### **9.3.2 Очистка трансформаторных масел**

Основные способы сохранения эксплуатационных свойств трансформаторного масла являются:

- непрерывная регенерация крупнопористыми адсорбентами масла, залитого в оборудование, с использованием адсорбционных фильтров;
- правильная эксплуатация воздухоосушительных фильтров;
- применение специальных средств защиты масла от окисления и загрязнения (пленочная) или полная герметизация электрооборудования;
- эффективное охлаждение масла;
- эффективная очистка масла при проведении ремонтов электрооборудования;
- промывка (подготовка) электрооборудования перед заливом масла.

Очистка электроизоляционного масла осуществляется, в основном, при его подготовке к заливу в электрооборудование или во время ремонта.

Для подготовки к заливу или обработки масла применяются установки вакуумной очистки при нагревании, которые позволяют удалять из масла растворенные воду и газы.

Во всех установках на выходе масла должны использоваться фильтры тонкой очистки (ФТО) масла с номинальной тонкостью фильтрации от 5 до 8 мкм для электрооборудования до 750 кВ. Оптимальная номинальная тонкость фильтрации ФТО для трансформаторных масел составляет 3-6 мкм.

### **9.3.3 Очистка промышленных масел**

Для очистки масел применяются различные физические и физико-химические методы удаления из них всех типов загрязнения (механические примеси, растворенная и дисперсная вода, шлам, растворенные газы и др.). Для очистки промышленных и гидравлических масел необходимо удалить из них механические примеси и воду.

Для глубокой осушки масел используются установки вакуумной очистки, которые позволяют удалять из масла не только дисперсную, но и растворенную воду.

Фильтры тонкой очистки турбинных масел применяются для удаления механических примесей и должны обладать номинальной тонкостью фильтрации не более 20 мкм. Оптимальная номинальная тонкость фильтрации фильтров тонкой очистки для промышленных и гидравлических масел составляет от 6 до 12 мкм.

#### **9.4 Схемы маслохозяйства ГЭС**

Схема МХ должна обеспечивать контроль качества масел при приеме, хранении, перекачке, обработке, подаче к потребителям, эксплуатации, сливе из оборудования электрических станций и сетей и выдаче в транспортные емкости в соответствии с требованиями СТО 70238424.27.100.052-2009 и СТО 70238424.27.100.053-2009. Гидравлические схемы трубопроводов турбинного и трансформаторных масел представлены на плакатах 03-19-43 и 03-19-44.

#### **9.5 Применение импортных масел**

На Саяно-Шушенской ГЭС применяют импортные масла. Турбинное масло Shell TurboT46, и трансформаторное масло Nyro 11GX. При эксплуатации импортные масла зарекомендовали себя лучше чем отечественные.

Главным достоинством импортных энергетических масел является наличие присадок, положительно воздействующих на изоляционные, антиокислительные и антикоррозийные свойства масла. Производители отечественных масел все более широко применяют импортные композиции присадок для повышения качества новых отечественных товарных масел.

Большой популярностью в нашей стране пользуется совместное производство энергетических масел, которое заключается в использовании отечественного масла, но с добавлением импортных присадок.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В проекте были рассчитаны и определены основные элементы и параметры Кемеровского гидроузла на реке Томь, являющимся сооружением II класса.

На основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для случаев:

- основного (при обеспеченности 1%)  $Q_{1\%} = 5094 \text{ м}^3/\text{с}$ ;
- поверочного (при обеспеченности 0,1 %)  $Q_{0,1\%} = 6224 \text{ м}^3/\text{с}$ .

В ходе водно-энергетических расчетов была определена установленная мощность  $N_{\text{уст}} = 600 \text{ МВт}$  и среднемноголетняя выработка  $\mathcal{E}_{\text{ср.мнг}} = 2837,3 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}$ .

На следующем этапе было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

$$H_{\text{max}} = 44,50 \text{ м};$$

$$H_{\text{расч}} = 32,50 \text{ м};$$

$$H_{\text{min}} = 28,1 \text{ м}.$$

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС, соответствующий расчетному напору, составляет  $2054 \text{ м}^3/\text{с}$ .

При выборе турбин рассматривалось три варианта РО45-В, ПЛ50-В и ПЛД50-В50. По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с шестью гидротурбинами ПЛ50-В-710.

По справочным данным для выбранной турбины с синхронной частотой вращения 1000 об/мин подобран серийный гидрогенератор СВ-1160/135-60 с номинальной активной мощностью 103 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с объединенными блоками и принята схема распределительного устройства на 8 присоединений (3 объединенных блока и 5 отходящих воздушных линий) ОРУ 220 кВ "две рабочие и обходная системы шин". По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование:

- блочные трансформаторы ТЦ-160000/220;
- трансформаторы общестанционных собственных нужд ТСЗ-6000/13,8 У1;
- для ВЛЭП - сталеалюминевые провода марки АС-240/32 (три провода в фазе).

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Компоновка гидроузла была принята приплотинная. Водосливная плотина принята бетонной.

В состав сооружений входят:

- правобережная глухая плотина – 337,7 м;
- левобережная глухая плотина – 131,2 м;
- водобросная бетонная плотина с поверхностным водосливом практического профиля - 60 м;
- станционная часть плотины – 198,8 м.

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

- ширина подошвы – 35,5 м;
- отметка подошвы водосливной плотины - 140,00 м;
- число водосливных отверстий - 4;
- ширина водосливных отверстий в свету - 12 м;
- отметка гребня - 193,20 м;
- ширина гребня - 15 м.

Для гашения кинетической энергии водного потока, пропускаемого через водосливную плотину, применяется способ свободно отброшенной струи.

Во избежание недопустимо больших напряжений, появляющихся при неравномерных осадках основания и при температурных деформациях, в различных частях тела бетонной плотины, она разделена на секции постоянными температурно-усадочными швами.

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном и особом сочетаниях нагрузок. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,26 для сочетания грузок соответственно (нормативное значение для сооружений II класса – 1,2). Таким образом, плотина Кемеровского гидроузла отвечает требованиям надежности. При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Плотина отвечает всем требованиям, предусмотренными СНиП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГТС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

- срок окупаемости - 6,3 лет;
- себестоимость - 0,21 руб./кВт·ч;
- удельные капиталовложения – 121175,5 руб./кВт.

Таким образом, строительство Кемеровского гидроузла в настоящее время является актуальным.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Александровский, А.Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов/ А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затеева, Б.И. Силаев. – Саяногорск: СШФ КГТУ, 2005. - 174 с.
2. Мосин, К.Ю. Гидрология: Методические указания к практическим занятиям/ сост.– Саяногорск: СШФ КГТУ, 2006. – 53 с.
3. Использование водной энергии: учебное пособие в задачах и упражнениях. В 2 ч. Ч. 1. Водно-энергетические расчёты режимов ГЭС / сост. Ю.А. Секретарёв, А.А. Жданович, Е.Ю. Затеева, С.В. Митрофанов. – Саяногорск; Черёмушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2014. – 108с.
4. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов/ Сост. А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затеева, Б.И. Силаев; СШФ КГТУ. -Саяногорск, 2005.114с.
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
6. СТО 172302282.27.140.022-2008: Здания ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования. «Госты нормативы». – Режим доступа: <http://www.gostrf.com/>
7. Гидроэлектростанции: Учебное пособие/ В.И. Брызгалов, Л.А. Гордон. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2002. 541 с.
8. СТО 17330282.27.140.016-2008 Здания ГЭС и ГАЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования [Электронный ресурс] // «Госты нормативы». – Режим доступа: <http://www.gostrf.com/>
9. ГОСТ 12405-81 Регуляторы электрогидравлические для гидравлических турбин. Технические условия «Госты нормативы». – Режим доступа: <http://www.gostrf.com/>
10. СНиП 2.06.06-85. Плотины бетонные и железобетонные. – М.: ФГУП ЦПП, 2004.
11. СНиП 2.06.04-82. Нагрузки и воздействия на ГТС (волновые, ледовые и от судов). – М.: ФГУП ЦПП, 2004.
12. СП 58.13330.2012. ГТС. Основные положения. – М.: ФГУП ЦПП, 2012.
13. Справочник по гидравлическим расчётам/ Под редакцией П.Г. Киселёва. Изд. 4-е, перераб. И доп. М., «Энергия», 1972. 312 с. С ил.
14. Рассказов Л.Н. Гидротехнические сооружения (в двух частях). Ч.1: Учебник для студентов вузов – М.: Стройиздат, 1996. – 440 с.
15. ГТС: Учебное пособие/ Л.Н. Рассказов, В.Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов и др. – М.: АСВ, 2011. -Ч.2.- 536с.



16. СНиП 2.02.02-85. Основания ГТС. – М.: Госстрой, 1989.
17. Правила устройства электроустановок / Главэнергонадзор России. – 7-е изд., перераб. и доп. – Москва : Энергоатомиздат, 1998. – 608.
18. СТО РусГидро 01.01.78-2012. Гидроэлектростанции. Нормы Технологического Проектирования. – Москва. 2014.– 296 с.
19. 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.
20. 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.
21. 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.
22. СТО 56947007-29.240.30.047-2010 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ.–Введ. 16.06.2010 – Москва : ОАО «ФСК ЕЭС», 2010 – 128 с.
23. СТО 59012820-29.20.30.003-2009 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. – Введ. 20.12.2007 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 132 с.
24. ГОСТ 2.728-74 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Резисторы, конденсаторы. - Введ. 01.07.1975. – Москва :Стандартинформ, 2010. – 12 с.
25. Каталог «Трансформаторы силовые масляные класса напряжения 220 кВ» [Электронный ресурс] // «ООО "Тольяттинский Трансформатор"». – Режим доступа: <http://transformator.com.ru/>
26. Каталог «Трансформаторно-реакторное оборудование» [Электронный ресурс] // «ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) - Уралэлектротяжмаш». – Режим доступа: <http://www.uetm.ru/>
27. Официальный сайт Федеральной службы по тарифам [Электронный ресурс] // «Федеральная служба по тарифам, Фактические цены– Режим доступа: [http://www.fstrf.ru/tariffs/info\\_tarif/electro/actual\\_price/1/](http://www.fstrf.ru/tariffs/info_tarif/electro/actual_price/1/)
28. Каталог «Выключатели генераторные элегазовые ВГГ-20» [Электронный ресурс] // «ОАО ВО » Режим доступа:<http://www.ea.spb.ru/>
29. Каталог «Разъединители однополюсные высокого напряжения типов РВП-20/12500Н УЗи РВПЗ-20/12500Н УЗ» [Электронный ресурс] // «ЗАО ВЗВА»Режим доступа:<http://www.zeto.ru/>.
30. Каталог «Трансформаторы тока ТШ-20» [Электронный ресурс] // «ОАО ВО «Электроаппарат» Режим доступа:<http://www.ea.spb.ru/>
31. Каталог «Синхронизатор типа АС-МЗ» [Электронный ресурс] // «ООО «АСУ-ВЭИ»». – Режим доступа: <http://asu-vei.ru/>

32. Каталог «Выключатель элегазовый баковый типа ВЭБ-220 на напряжение 220 кВ» [Электронный ресурс] // «ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) - Уралэлектротяжмаш». – Режим доступа: <http://www.uetm.ru/>

33. Каталог «Трансформаторы напряжения» [Электронный ресурс] // «ЗАО «ГК «Электрощит» - ТМ Самара». – Режим доступа: <http://electroshield.ru>

34. Каталог «Оптический трансформатор напряжения ДНЕЭ-220» [Электронный ресурс] // «ЗАО ПРОФОТЕК» Режим доступа : <http://www.profotech.ru/>.

35. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Завод электротехнического оборудования». – Режим доступа: <http://www.transformator.com.ru/>

36. СТО 56947007-29.240.014-2008 Электроэнергетические системы. Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанций 35 - 750 кВ и линий электропередачи напряжением 6,10 - 750 кВ. Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2008 – 12 с.

37. СТО 56947007-29.240.10.249-2017 Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций – Введ. 28.09.2017 -ПАО «ФСК ЕЭС», 2017 – 19 с.

38. Часть вторая Налогового кодекса Российской Федерации от 5 августа 2000 г. N 117-ФЗ //Текст части второй Налогового кодекса опубликован в "Российской газете" от 10 августа 2000 г. N 153-154.

39. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113; [Электронный ресурс] // «ОАО РАО «ЕЭС России»– Режим доступа: <http://so-ups.ru/>

40. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии пред ТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113. [Электронный ресурс] // «ОАО РАО «ЕЭС России»– Режим доступа: <http://so-ups.ru/>

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Анализ исходных данных

Таблица А.1 - Ряд гидрологических наблюдений за рекой Томь за период 1933-1982 гг.

Расходы в кубических метрах в секунду

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср год
1933	202	177	158	1230	1830	1145	1020	1180	710	555	194	211	718
1934	195	166	160	985	2385	2180	1260	1150	850	310	360	245	854
1935	222	194	182	892	3725	1980	1090	923	385	305	260	235	866
1936	180	160	140	1100	2650	3190	2765	1271	435	620	450	302	1105
1937	280	225	202	1244	4730	3051	1922	1220	390	385	577	300	1211
1938	244	222	194	1928	2795	2880	2430	1775	1260	1045	720	313	1317
1939	325	270	233	1560	2850	1680	1544	1080	621	626	560	535	990
1940	220	150	180	1430	2145	1850	1280	920	825	610	310	333	854
1941	266	240	220	1285	4530	3171	1875	1225	732	630	425	290	1241
1942	290	240	220	1170	3090	2150	1975	1480	670	732	492	370	1073
1943	255	230	190	1370	2270	2190	1340	905	485	435	200	177	837
1944	163	140	180	1290	1760	1930	1590	1166	785	640	243	181	839
1945	175	160	120	1150	2190	1140	760	820	480	377	240	210	652
1946	190	170	160	1240	1970	2680	2080	1974	1150	1150	680	395	1153
1947	370	305	275	2330	1970	2325	2010	1733	1125	718	300	325	1149
1948	277	240	295	1720	2880	2140	1850	1081	750	740	416	280	1056
1949	272	240	195	1490	3030	2180	1690	1000	736	630	250	257	998
1950	230	226	231	1100	3870	3300	1300	1050	492	295	240	252	1049
1951	180	170	141	1320	2200	1370	960	715	480	425	240	215	701
1952	181	160	150	1075	3088	2600	1940	1335	385	590	265	240	1001
1953	220	180	210	1560	2140	1850	942	790	500	440	240	194	772
1954	185	170	150	1100	3130	2830	2790	1210	250	635	518	296	1105
1955	210	175	165	1320	2770	1630	840	890	430	675	330	241	806
1956	155	140	139	1450	1810	2100	1900	1360	870	740	570	240	956
1957	220	170	168	1700	2340	3370	1950	1420	1060	880	830	366	1206
1958	244	220	219	2040	3240	3770	3570	1991	1140	920	610	314	1523
1959	205	200	200	1800	2850	2720	1885	1090	800	515	300	241	1067
1960	200	190	185	1270	3100	2880	2510	1570	770	760	520	365	1193
1961	285	260	255	2790	2230	2920	2000	1695	1240	921	460	380	1286
1962	290	260	260	2180	2275	2050	970	970	330	480	240	220	877
1963	190	188	330	850	1910	2330	1235	850	615	570	740	333	845
1964	260	170	160	830	2860	1960	1500	970	310	430	280	220	829
1965	205	180	184	1350	3100	1620	1015	930	605	740	400	308	886
1966	230	220	200	1300	4300	3550	2330	1260	570	450	270	220	1242
1967	180	160	170	1360	1680	1430	1300	1900	760	710	340	225	851
1968	170	140	405	1800	2320	1615	890	810	440	450	240	215	791
1969	160	130	140	1410	5070	4245	2300	1470	1070	1000	590	311	1491
1970	240	210	230	2190	2310	3240	1825	1330	1030	960	440	310	1193
1971	219	201	205	2066	2865	2422	2000	1196	471	472	273	187	1048
1972	246	236	226	1870	2525	2024	1692	1094	640	519	349	307	977
1973	235	201	198	2234	2867	2862	2460	1303	801	591	369	247	1197
1974	186	154	174	1897	1861	1520	899	798	557	658	304	202	768

Продолжение приложения А

Окончание таблицы А.1

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qcp год
1975	174	155	155	1450	2035	3233	1808	992	580	548	353	182	972
1976	185	136	151	1121	2487	1879	1330	1445	778	944	374	236	922
1977	204	175	183	2385	2828	2307	1299	1169	921	824	568	232	1091
1978	210	200	220	2280	2020	1650	1180	1133	715	566	400	221	900
1979	220	200	200	1020	3100	2620	1410	1080	740	500	680	360	1011
1980	235	190	200	1120	1880	2030	1410	970	750	535	390	290	833
1981	190	175	165	1400	1840	1600	1230	900	560	460	200	210	744
1982	170	175	165	1565	1665	1680	860	880	530	570	480	180	743

Таблица А.2 – Расчет интегральной кривой нагрузки

t	График нагрузки		Интегральная кривая нагрузки			
	P <sub>зима</sub> МВт	P <sub>лето</sub> МВт	P <sub>зима</sub> МВт	Э <sub>зима</sub> млн кВт·ч	P <sub>лето</sub> МВт	Э <sub>лето</sub> млн кВт·ч
1	4214	3236	4	0,004	15	0,015
2	4316	3374	53	0,101	16	0,017
3	4445	3469	59	0,121	19	0,026
4	4588	3513	66	0,149	19	0,026
5	4722	3493	79	0,210	20	0,029
6	4793	3486	94	0,302	21	0,040
7	4800	3489	120	0,482	24	0,057
8	4765	3491	137	0,622	26	0,077
9	4704	3498	155	0,783	36	0,163
10	4695	3494	165	0,879	37	0,171
11	4640	3477	178	1,030	43	0,243
12	4681	3469	195	1,230	44	0,253
13	4781	3476	219	1,542	85	0,786
14	4859	3494	271	2,277	138	1,530
15	4855	3496	336	3,242	197	2,410
16	4807	3428	414	4,495	277	3,690
17	4740	3316	473	5,495	374	5,339
18	4664	3139	543	6,755	410	5,996
19	4524	3043	576	7,385	469	7,117
20	4386	2982	645	8,765	485	7,430
21	4283	2961	648	8,828	531	8,396
22	4211	2973	689	9,723	539	8,580
23	4171	3028	694	9,834	551	8,852
24	4166	3102	4859	109,810	3513	79,924

Окончание приложения А

Таблица А.3 – Результаты расчетов для построения годовых графиков

Мощность в мегаваттах

Месяц	$P_{\text{макс}}$ , МВт	$P_{\text{ср}}$ , МВт
1	4836	4554
2	4662	4393
3	4361	4114
4	4012	3792
5	3710	3513
6	3536	3352
7	3535	3351
8	3709	3512
9	4010	3790
10	4358	4112
11	4661	4392
12	4836	4554

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Водно-энергетические расчеты

Таблица Б.1 – Величины, необходимые для расходов заданной обеспеченности

Годы	Q, м <sup>3</sup> /с	№	Q убыв	K	K-1	(K-1) <sup>2</sup>	(K-1) <sup>3</sup>	P
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1933	1830	1	5070	1,795	0,795	0,633	0,503	1,4
1934	2385	2	4730	1,675	0,675	0,456	0,307	3,4
1935	3725	3	4530	1,604	0,604	0,365	0,220	5,4
1936	3190	4	4300	1,523	0,523	0,273	0,143	7,3
1937	4730	5	3870	1,370	0,370	0,137	0,051	9,3
1938	2880	6	3770	1,335	0,335	0,112	0,038	11,3
1939	3150	7	3725	1,319	0,319	0,102	0,032	13,3
1940	2145	8	3370	1,193	0,193	0,037	0,007	15,3
1941	4530	9	3240	1,147	0,147	0,022	0,003	17,3
1942	3090	10	3233	1,145	0,145	0,021	0,003	19,2
1943	2270	11	3190	1,130	0,130	0,017	0,002	21,2
1944	1930	12	3150	1,115	0,115	0,013	0,002	23,2
1945	2190	13	3130	1,108	0,108	0,012	0,001	25,2
1946	2680	14	3100	1,098	0,098	0,010	0,001	27,2
1947	2330	15	3100	1,098	0,098	0,010	0,001	29,2
1948	2880	16	3100	1,098	0,098	0,010	0,001	31,2
1949	3030	17	3090	1,094	0,094	0,009	0,001	33,1
1950	3870	18	3088	1,093	0,093	0,009	0,001	35,1
1951	2200	19	3030	1,073	0,073	0,005	0,000	37,1
1952	3088	20	2920	1,034	0,034	0,001	0,000	39,1
1953	2140	21	2880	1,020	0,020	0,000	0,000	41,1
1954	3130	22	2880	1,020	0,020	0,000	0,000	43,1
1955	2770	23	2867	1,015	0,015	0,000	0,000	45,0
1956	2100	24	2865	1,015	0,015	0,000	0,000	47,0
1957	3370	25	2860	1,013	0,013	0,000	0,000	49,0
1958	3770	26	2850	1,009	0,009	0,000	0,000	51,0
1959	2850	27	2828	1,001	0,001	0,000	0,000	53,0
1960	3100	28	2770	0,981	-0,019	0,000	0,000	55,0
1961	2920	29	2680	0,949	-0,051	0,003	0,000	56,9
1962	2275	30	2505	0,887	-0,113	0,013	-0,001	58,9
1963	2330	31	2487	0,881	-0,119	0,014	-0,002	60,9
1964	2860	32	2385	0,845	-0,155	0,024	-0,004	62,9
1965	3100	33	2330	0,825	-0,175	0,031	-0,005	64,9
1966	4300	34	2330	0,825	-0,175	0,031	-0,005	66,9
1967	1900	35	2320	0,822	-0,178	0,032	-0,006	68,8
1968	2320	36	2280	0,807	-0,193	0,037	-0,007	70,8
1969	5070	37	2275	0,806	-0,194	0,038	-0,007	72,8
1970	3240	38	2270	0,804	-0,196	0,038	-0,008	74,8
1971	2865	39	2200	0,779	-0,221	0,049	-0,011	76,8
1972	2505	40	2190	0,775	-0,225	0,050	-0,011	78,8

Продолжение приложения Б

Окончание таблицы Б.1

Годы	Q, м <sup>3</sup> /с	№	Q убыв	К	К-1	(К-1) <sup>2</sup>	(К-1) <sup>3</sup>	Р
1973	2867	41	2145	0,760	-0,240	0,058	-0,014	80,8
1974	1847	42	2140	0,758	-0,242	0,059	-0,014	82,7
1975	3233	43	2100	0,744	-0,256	0,066	-0,017	84,7
1976	2487	44	2030	0,719	-0,281	0,079	-0,022	86,7
1977	2828	45	1930	0,683	-0,317	0,100	-0,032	88,7
1978	2280	46	1900	0,673	-0,327	0,107	-0,035	90,7
1979	3100	47	1847	0,654	-0,346	0,120	-0,041	92,7
1980	2030	48	1840	0,652	-0,348	0,121	-0,042	94,6
1981	1840	49	1830	0,648	-0,352	0,124	-0,044	96,6
1982	1680	50	1680	0,595	-0,405	0,164	-0,066	98,6

Таблица Б.2 – Результаты расчетов эмперических кривых обеспеченности

Р, %	Годы	Qср год	Годы	Qср пол	Годы	Qср меж
1,96	1958	1523	1958	2922	1938	571
3,92	1969	1491	1969	2899	1946	556
5,88	1938	1317	1966	2548	1961	543
7,84	1961	1286	1937	2433	1957	528
9,80	1966	1242	1941	2417	1958	524
11,76	1941	1241	1938	2362	1970	489
13,73	1937	1211	1973	2345	1947	488
15,69	1957	1206	1961	2327	1969	486
17,65	1973	1197	1960	2266	1939	453
19,61	1960	1193	1954	2212	1977	444
21,57	1970	1193	1936	2195	1942	431
23,53	1946	1153	1970	2179	1948	428
25,49	1947	1149	1957	2156	1960	427
27,45	1954	1105	1950	2124	1963	424
29,41	1936	1105	1971	2110	1979	414
31,37	1977	1091	1947	2074	1956	408
33,33	1942	1073	1959	2069	1976	401
35,29	1959	1067	1952	2008	1941	400
37,25	1948	1056	1977	1998	1973	377
39,22	1950	1049	1946	1989	1940	375
41,18	1971	1048	1942	1973	1965	375
43,14	1979	1011	1948	1934	1980	370
45,10	1952	1001	1975	1904	1949	369
47,06	1949	998	1949	1878	1967	364
49,02	1939	990	1979	1846	1978	362
50,98	1972	977	1972	1841	1972	360
52,94	1975	972	1939	1743	1959	352
54,90	1956	956	1956	1724	1937	337
56,86	1976	922	1935	1722	1944	333
58,82	1978	900	1962	1689	1936	327
60,78	1965	886	1978	1653	1934	327
62,75	1962	877	1976	1652	1982	324

Продолжение приложения Б

Окончание таблицы Б.2

Р, %	Годы	Qcp год	Годы	Qcp пол	Годы	Qcp меж
64,71	1935	866	1964	1624	1974	319
66,67	1940	854	1943	1615	1955	318
68,63	1934	854	1965	1603	1933	315
70,59	1967	851	1934	1592	1954	315
72,55	1963	845	1944	1547	1966	309
74,51	1944	839	1967	1534	1975	307
76,47	1943	837	1940	1525	1962	297
78,43	1980	833	1955	1490	1968	294
80,39	1964	829	1968	1487	1971	290
82,35	1955	806	1980	1482	1953	283
84,31	1968	791	1953	1456	1943	282
86,27	1953	772	1963	1435	1952	282
88,24	1974	768	1974	1395	1950	281
90,20	1981	744	1981	1394	1981	280
92,16	1982	743	1982	1330	1951	264
94,12	1933	718	1951	1313	1964	261
96,08	1951	701	1933	1281	1935	255
98	1945	652	1945	1212	1945	252



Продолжение приложения Б

Таблица Б.3 – Результаты расчетов режима работы станции

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Qбыт90%, м <sup>3</sup> /с	190	175	165	1400	1840	1600	1230	900	560	460	200	210
Qi, м <sup>3</sup> /с	2	2	2	2								
Qльда, м <sup>3</sup> /с	20	20	0	-30	-70					20	20	20
Qф, м <sup>3</sup> /с	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Qпот, м <sup>3</sup> /с	24	24	4	-26	-68	2	2	2	2	22	22	22
Qбыт пол., м <sup>3</sup> /с	166	151	161	1426	1908	1598	1228	898	558	438	178	188
Q вхк, м <sup>3</sup> /с	350	350	350	635	635	635	635	635	635	635	350	350
1 режим работы по водотоку												
Qбыт пол., м <sup>3</sup> /с	166	151	161	1426	1908	1598	1228	898	558	438	178	188
Zвб,м	186	186	186	186	186	186	186	186	186	186	186	186
Zнб,м	141,59	141,48	141,55	147,29	149,16	147,99	146,45	145,10	143,74	143,22	141,69	141,76
H,м	44,11	44,22	44,15	38,41	36,54	37,71	39,25	40,60	41,96	42,48	44,01	43,94
Nбыт,МВт	66	60	64	492	627	542	433	328	210	167	70	74
2 режим работы по требованиям вхк												
Q вхк, м <sup>3</sup> /с	350	350	350	635	635	635	635	635	635	635	350	350
Zвб,м	186	186	186	186	186	186	186	186	186	186	186	186
Zнб,м	142,78	142,78	142,78	144,06	144,06	144,06	144,06	144,06	144,06	144,06	142,78	142,78
H,м	42,92	42,92	42,92	41,64	41,64	41,64	41,64	41,64	41,64	41,64	42,92	42,92
Nвхк,МВт	135	135	135	238	238	238	238	238	238	238	135	135

Продолжение приложения Б

Таблица Б.4 – Сработка - наполнение водохранилища в маловодном году

Месяц	$Q_{\text{быт}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{х.с}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ф}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{вдхр}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ГЭС}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{нб}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ВХК}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$V_{\text{н}}, \text{м}^3$	$\Delta V,$ $\text{м}^3$	$V_{\text{кон}}, \text{м}^3$	$Z_{\text{н}}, \text{м}$	$Z_{\text{к}}, \text{м}$	$Z_{\text{ср}}, \text{м}$	$Z_{\text{нб}}, \text{м}$	$H, \text{м}$	$N, \text{МВт}$	$N_{\text{гар}}, \text{МВт}$
9	558	2	75	0	633	635	635	20,38	0,20	20,18	186,00	185,90	185,95	143,66	41,98	239	По ВХК
10	438	2	195	0	633	635	635	20,18	0,52	19,66	185,90	185,65	185,77	143,66	41,81	238	По ВХК
11	178	2	566	0	744	746	350	19,66	1,52	18,14	185,65	185,06	185,36	144,25	40,81	270	270
12	188	2	1022	0	1210	1212	350	18,14	2,74	15,40	185,06	183,79	184,43	146,50	37,63	410	410
1	166	2	1124	0	1290	1292	350	15,40	3,01	12,39	183,79	181,08	182,44	146,85	35,29	410	410
2	151	2	724	0	875	877	350	12,39	1,94	10,45	181,08	178,36	179,72	144,92	34,51	270	270
3	161	2	187	0	348	350	350	10,45	0,50	9,95	178,36	177,53	177,95	142,08	35,56	111	По ВХК
4	1426	2	-793	0	633	635	635	9,95	-2,12	12,08	177,53	180,69	179,11	143,66	35,15	200	По ВХК
5	1908	2	-1275	0	633	635	635	12,08	-3,41	15,49	180,69	183,85	182,27	143,66	38,31	218	По ВХК
6	1598	2	-965	0	633	635	635	15,49	-2,58	18,08	183,85	185,04	184,44	143,66	40,48	230	По ВХК
7	1228	2	-595	0	633	635	635	18,08	-1,59	19,67	185,04	185,66	185,35	143,66	41,38	235	По ВХК
8	898	2	-265	0	633	635	635	19,67	-0,71	20,38	185,66	186,00	185,83	143,66	41,86	238	По ВХК

Окончание приложения Б

Таблица Б.5 – Сработка - наполнение водохранилища в средневодном году

Месяц	$Q_{\text{быт}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{х.с}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ф}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{вдхр}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ГЭС}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{Нб}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ВХК}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$V_{\text{Н}}, \text{м}^3$	$\Delta V,$ $\text{м}^3$	$V_{\text{кон}},$ $\text{м}^3$	$Z_{\text{Н}}, \text{м}$	$Z_{\text{к}}, \text{м}$	$Z_{\text{ср}}, \text{м}$	$Z_{\text{Нб}}, \text{м}$	$H, \text{м}$	$N, \text{МВт}$	$N_{\text{гар}}, \text{МВт}$
9	638	2	70	0	708	710	635	20,38	0,19	20,19	186,00	185,90	185,95	144,06	41,59	265	По ВХК
10	497	2	190	0	687	689	635	20,19	0,51	19,68	185,90	185,66	185,78	143,95	41,53	257	По ВХК
11	327	2	405	0	732	734	350	19,68	1,08	18,60	185,66	185,23	185,45	144,19	40,96	270	270
12	285	2	915	0	1200	1202	350	18,60	2,45	16,15	185,23	184,21	184,72	146,45	37,97	410	410
1	222	2	1038	0	1260	1262	350	16,15	2,78	13,37	184,21	182,16	183,18	146,72	36,17	410	410
2	212	2	619	0	831	833	350	13,37	1,66	11,71	182,16	180,22	181,19	144,70	36,19	270	270
3	222	2	656	0	878	880	350	11,71	1,76	9,95	180,22	177,53	178,87	144,93	33,64	266	По ВХК
4	1896	2	-792	0	1104	1106	635	9,95	-2,12	12,07	177,53	180,69	179,11	146,02	32,79	325	По ВХК
5	2593	2	-1300	0	1293	1295	635	12,07	-3,48	15,56	180,69	183,88	182,29	146,86	35,13	408	По ВХК
6	2022	2	-961	0	1061	1063	635	15,56	-2,57	18,13	183,88	185,06	184,47	145,82	38,35	366	По ВХК
7	1690	2	-590	0	1100	1102	635	18,13	-1,58	19,71	185,06	185,67	185,37	146,00	39,07	386	По ВХК
8	1092	2	-250	0	842	844	635	19,71	-0,67	20,38	185,67	186,00	185,84	144,75	40,79	309	По ВХК

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Основное и вспомогательное оборудование

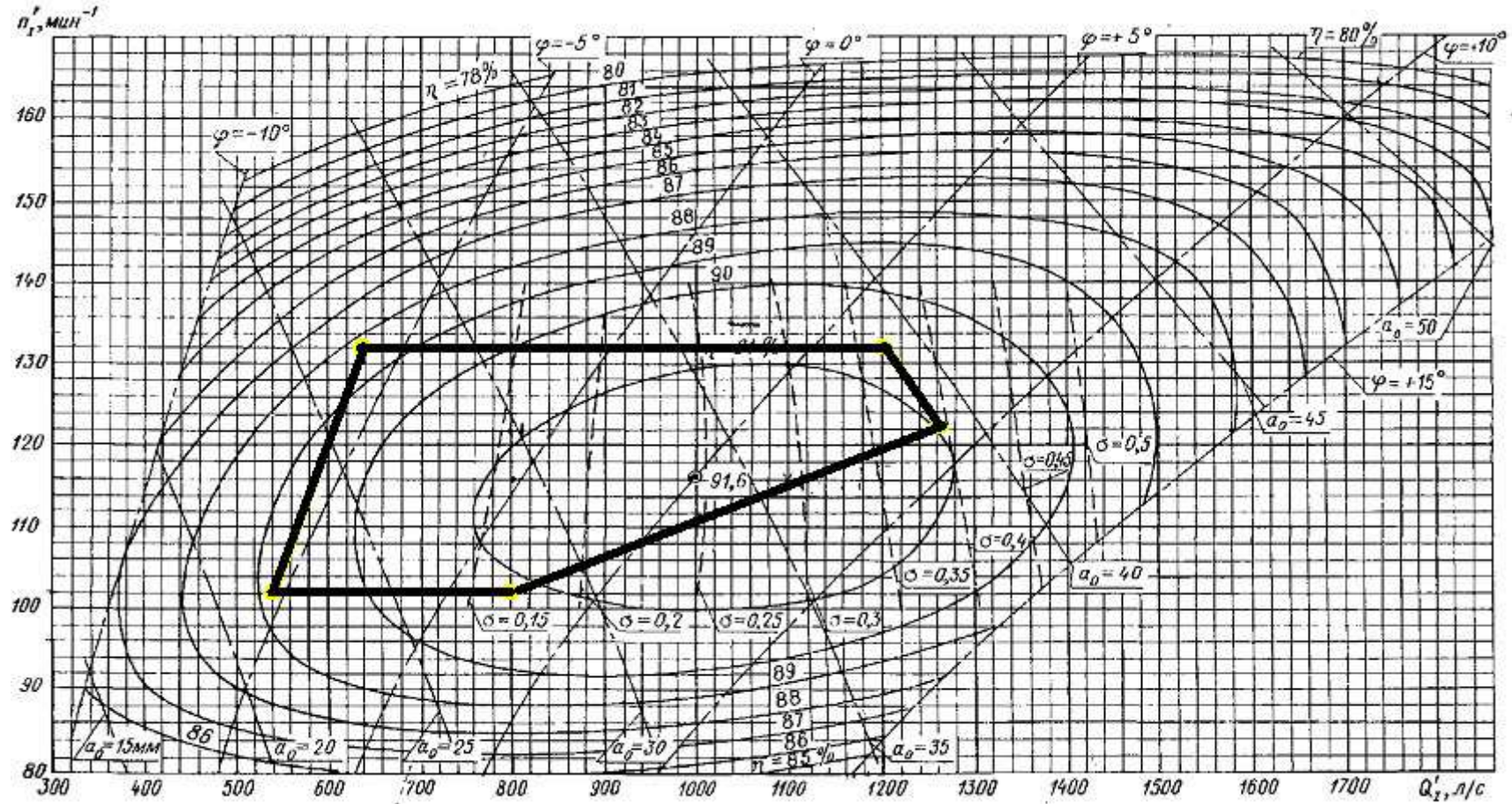


Рисунок В.1 – Главная универсальная характеристика ПЛ50-В-710

## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

### Релейная защита

Таблица Г.1 – Матрица отключения защит

Действие		Откл. В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТГ	Откл. В-220 и ТСН	Разгрузка по Р	Предупр. сигнал
Защиты								
Наименование	Обозначение							
Диф. защита, продольн.	IAГ	+	+	+	+	-	-	-
ЗЗГ	U <sub>0Г</sub>	t <sub>1</sub>	-	-	-	-	-	+
		t <sub>2</sub>	-	-	-	-	-	+
		t <sub>3</sub>	+	+	+	-	-	-
	U <sub>0З</sub>	t	+	+	+	-	-	-
ЗПН	U>	1 ступень1	+	+	-	-	-	-
		2 ступень2	+	+	-	-	-	-
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I <sub>2</sub>	СО	-	-	-	-	-	+
		ИО	+	+	-	-	-	-
	ОТС I	t <sub>1</sub>	-	-	-	-	+	-
		t <sub>2</sub>	+	+	-	-	-	-
Защита от симм. к.з. и перегрузок	I <sub>1</sub>	СО	-	-	-	-	-	+
		ИО	+	+	-	-	-	-
	О Т С	t <sub>1</sub>	-	-	-	-	+	-
		t <sub>2</sub>	+	+	-	-	-	-
Дистанционная защита	1 ступ.	t <sub>1</sub>	-	-	-	-	+	-
		t <sub>2</sub>	+	+	+	-	-	-
	2 ступ.	t <sub>1</sub>	-	-	-	-	-	-
		t <sub>2</sub>	+	+	-	-	-	-
Защита ротора от перегрузки	I <sub>p</sub>	СО	-	-	-	-	-	-
		ИО	+	+	-	-	-	-
		ОТС	+	+	-	-	-	-

Окончание приложения Г

Таблица Г.2 – Уставки срабатывания защит

Защиты			Уставки		
Наименование	Обозначение		Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$		Ток срабатывания, $I_{CP.O}$	$0,15 \cdot I_H$	0,67 А
			Коэффициент торможения, $K_T$	0,2	-
			Уставка начального торможения, $I_{HT}$	$0,5 \cdot I_H$	2,24 А
			Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	6,73 А
Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора	$U_0$	$t_1$	$U_{01G}$	-	5 В
		$t_2$	$U_{02G}$	-	10 В
		$t_3$	$U_{0G}$	-	15 В
	$U_{03}$	$t$	Коэффициент торможения, $K_T$	1,3	-
			Уставка срабатывания	-	0,2 В
Защита от повышения напряжения	$U >$	1 ступень	$U_{CP1}$	$1,2U_H$	120 В
		2 ступень	$U_{CP2}$	$1,4U_H$	140 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО	$I_{2CИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,31 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,67 А
		ОТС I	$I_{2C.З.}$	$1,09 \cdot I_H$	4,89 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО	$I_{CИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	4,8 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	4,94 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,22 \cdot I_H$	5,47 А
			$U_{cp}$	-	66 В
Дистанционная защита	$Z <$	1 ступень	$Z_I$	0,078	0,12 Ом
		2 ступень	$Z_{II}$	3,13	4,7 Ом
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО	$I_p CИГН.$	$1,07 \cdot I_{НОМ.Р}$	4,34 А
		ПО	$I_p ПУСК.$	$1,12 \cdot I_{НОМ.Р}$	4,55 А
		ОТС	$I_p ПУСК.$	$2,19 \cdot I_{НОМ.Р}$	8,89 А

## ПРИЛОЖЕНИЕ Д

### Охрана труда

Таблица Д.1 – Экологические последствия строительства гидроузла

Аспекты строительства и эксплуатации гидроузла	Нарушения в природной среде в результате строительства и эксплуатации гидроузла	Основные мероприятия, направленные на сохранение природных комплексов и снижению негативного воздействия гидроузла на природную среду
Изъятие земель, минеральных ресурсов; трансформация ландшафтов, изменение экосистем	<ul style="list-style-type: none"> <li>– формирование новой береговой линии;</li> <li>– подтопление и заболачивание территории, активизация экзогенных процессов;</li> <li>– изъятие минеральных ресурсов;</li> <li>– изменения гидрогеологического и гидрогеохимического режимов;</li> <li>– наведенная сейсмичность;</li> <li>– переработка берегов;</li> <li>– переформирование наземных экосистем и нарушения ихтиофауны.</li> </ul>	Создание системы геомониторинга; создание лесных и охотничьих хозяйств; контроль качества воды в ВБ и НБ; создание рыбных хозяйств
Климатические изменения в связи с созданием крупного водохранилища	При строительстве Кемеровской гидроэлектростанции, образуется крупное водохранилище, объемом 9,4 км <sup>3</sup> . Локальное изменение климата	Создание метеорологических станций; учет новых атмосферных явлений в гражданском и промышленном строительстве
Подготовка ложа водохранилища	Воздействия на природные комплексы территории. Все пойменно-луговые ландшафты района таяжной зоны уйдут под постоянное затопление или подтопление.	Вырубка и утилизация древесины в ложе будущего водохранилища (на приплотинном участке длиной до 3 км (во избежание возможных засорений решеток водоводов); а также на подходах к пристаням, причалам и лесосплавным рейдам; вблизи прибрежных населенных пунктов и зон рекреации); Санитарная очистка населенных пунктов, предприятий и животноводческих ферм, расположенных в зоне затопления, вывозкой загрязненного грунта и сжиганием мусора; Обязательное проведение специальной очистки мест специфического загрязнения (иногда с хлорированием грунта) и зон водозаборов коммунально-бытового водоснабжения; перенос, обезвреживание или надежное крепление (захоронение) с обеззараживанием кладбищ и скотомогильников; утилизация отходов комплексов и снижению негативного воздействия гидроузла на природную среду

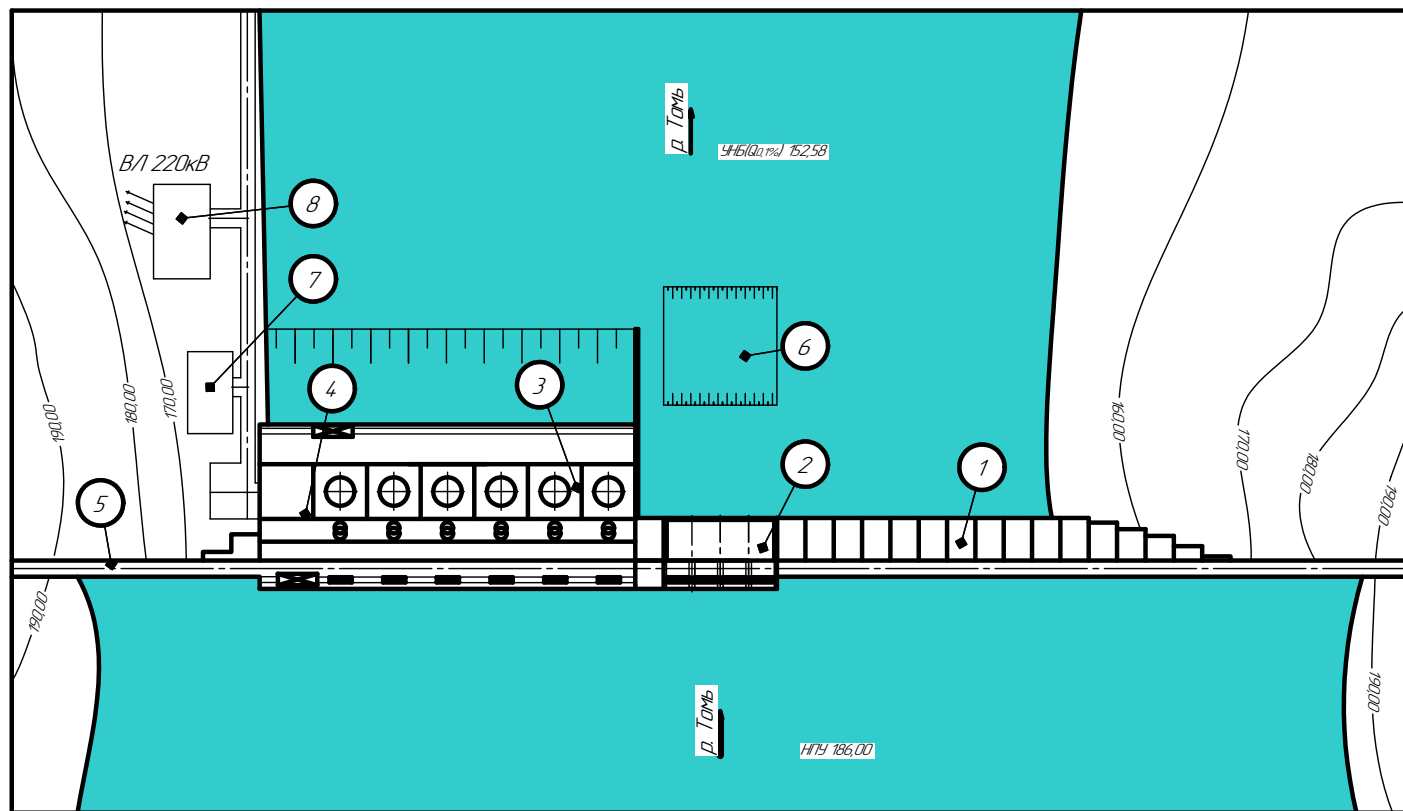
## Окончание приложения Д

### Окончание таблицы Д.1

Аспекты строительства и эксплуатации гидроузла	Нарушения в природной среде в результате строительства и эксплуатации гидроузла	Основные мероприятия, направленные на сохранение природных комплексов и снижению негативного воздействия гидроузла на природную среду
Сбросы ГЭС воды в НБ в процессе эксплуатации	Изменения гидрологического, температурного и ледового режима реки в нижнем бьефе гидроузла; застойные атмосферные явления в НБ гидроузла	Учет негативных явлений в гражданском и промышленном строительстве в НБ гидроузла.
Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	Наличие больших запасов масла на станции, образование отходов на стадии строительства и эксплуатации гидроузла	Управление отходами на стадии строительства и эксплуатации; Создание систем безопасности, предотвращающих попадание загрязняющих веществ в окружающую среду
Освоение береговой зоны водохранилища	-	<p>Организация:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- станций биологической, физико-химической и механической очистки производственных и коммунальных сточных вод;</li> <li>- водоохраных зон с комплексом технологических, агротехнических, гидротехнических, санитарных и других мероприятий, направленных на предотвращение загрязнения, засорения и истощения водных ресурсов;</li> <li>- установок по сбору нефти, мазута, мусора и других объектов, включая суда-сборщики и нефтеочистные станции;</li> <li>-установок для обезвреживания вредных промышленных отходов, загрязняющих водные объекты; береговых сооружений для приема с судов хозяйственно-бытовых сточных вод и мусора для утилизации, складирования и очистки;</li> <li>- основных коммуникаций для отвода и очистки промышленных и хозяйственно-бытовых сточных воды соответствующих сооружений на них.</li> <li>- отлов и переселение диких животных;</li> <li>- организация прибрежных водоохраных зон для защиты водных объектов водохранилища от неорганизованного стока, позволяющие перевести поверхностный сток в подземный.</li> </ul>



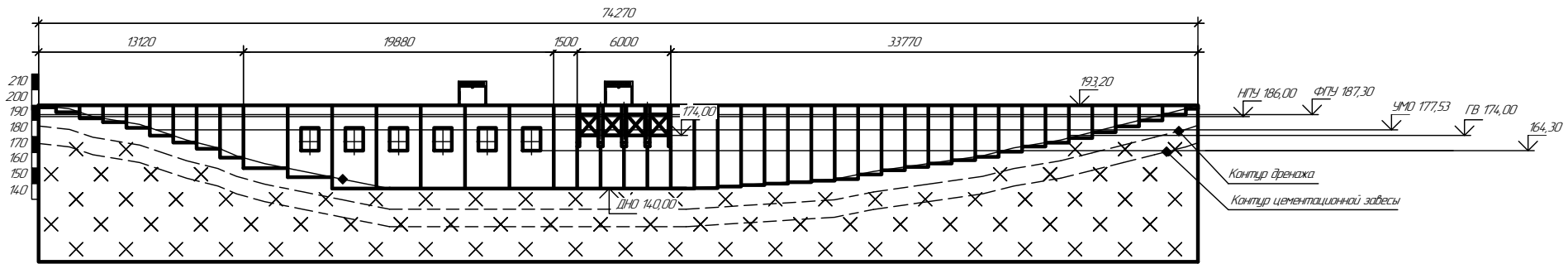
Генеральный план  
М 1:2000



Экспликация зданий и сооружений

№	Наименование
1	Правобережная глухая бетонная плита
2	Бетонная водосливная плита
3	Машинный зал
4	Монтажная площадка
5	Левобережная глухая бетонная плита
6	Яма размыва
7	Административное здание
8	ОРУ-220 кВ

Вид с верхнего бьефа  
М 1:2000



Ведомость состава проекта

№	Обозначение	Наименование
1	ВКР - 13.03.02 - 54.14.01642 - ГП	Генеральный план. Вид с ВБ. Экспликация зданий и сооружений. Ведомость состава проекта
2	ВКР - 13.03.02 - 54.14.01642 - ГР1	Разрез по стационарной части и зданию ГЭС. Основные характеристики гидросилового оборудования
3	ВКР - 13.03.02 - 54.14.01642 - ГР2	Разрез по оси агрегата
4	ВКР - 13.03.02 - 54.14.01642 - ГР3	Разрез по водосливной плите
5	ВКР - 13.03.02 - 54.14.01642 - ГР4	Сбор нагрузок на водосливную часть плиты
6	ВКР - 13.03.02 - 54.14.01642 - ЭС1	Главная электрическая схема
7	ВКР - 13.03.02 - 54.14.01642 - ПЗ	Пояснительная записка
8	ВКР - 13.03.02 - 54.14.01642 - ЭС2	Устройства релейной защиты гидрогенератора

ВКР - 13.03.02 - 54.14.01642 - ГП			
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Изм./Лист	№ док-м.	Подп.	Дата
Разработ	Лидероб		
Проект	Льдина		
Т.контр.	Татарников		
И.контр.			
Утв.	Погосянченко		
Проектирование Кемеровской ГЭС на реке Тьма			Листов / Лист / Листов
Генеральный план. Вид с ВБ. Экспликация зданий и сооружений. Ведомость состава проекта			Кафедра ГТЭС, 2018 г.

# Использование водной энергии Кемеровской ГЭС на реке Томь

Выбор установленной мощности Кемеровской ГЭС  $N_{уст}=600 \text{ МВт}$   $\bar{Э}=2,84 \text{ млрд. кВт} \cdot \text{ч}$

Интегральная кривая и суточный график нагрузки зимнего периода

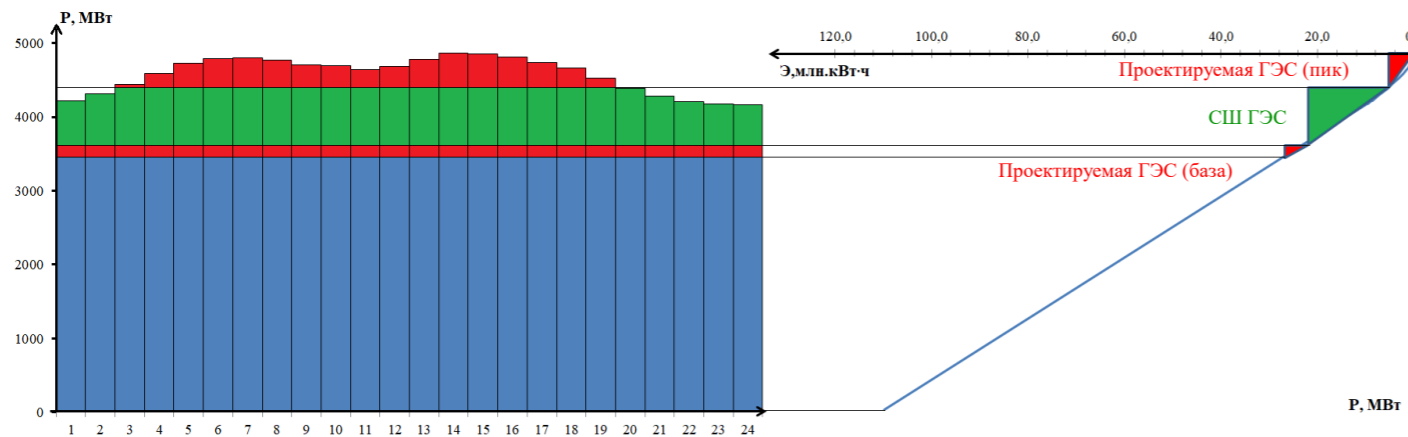
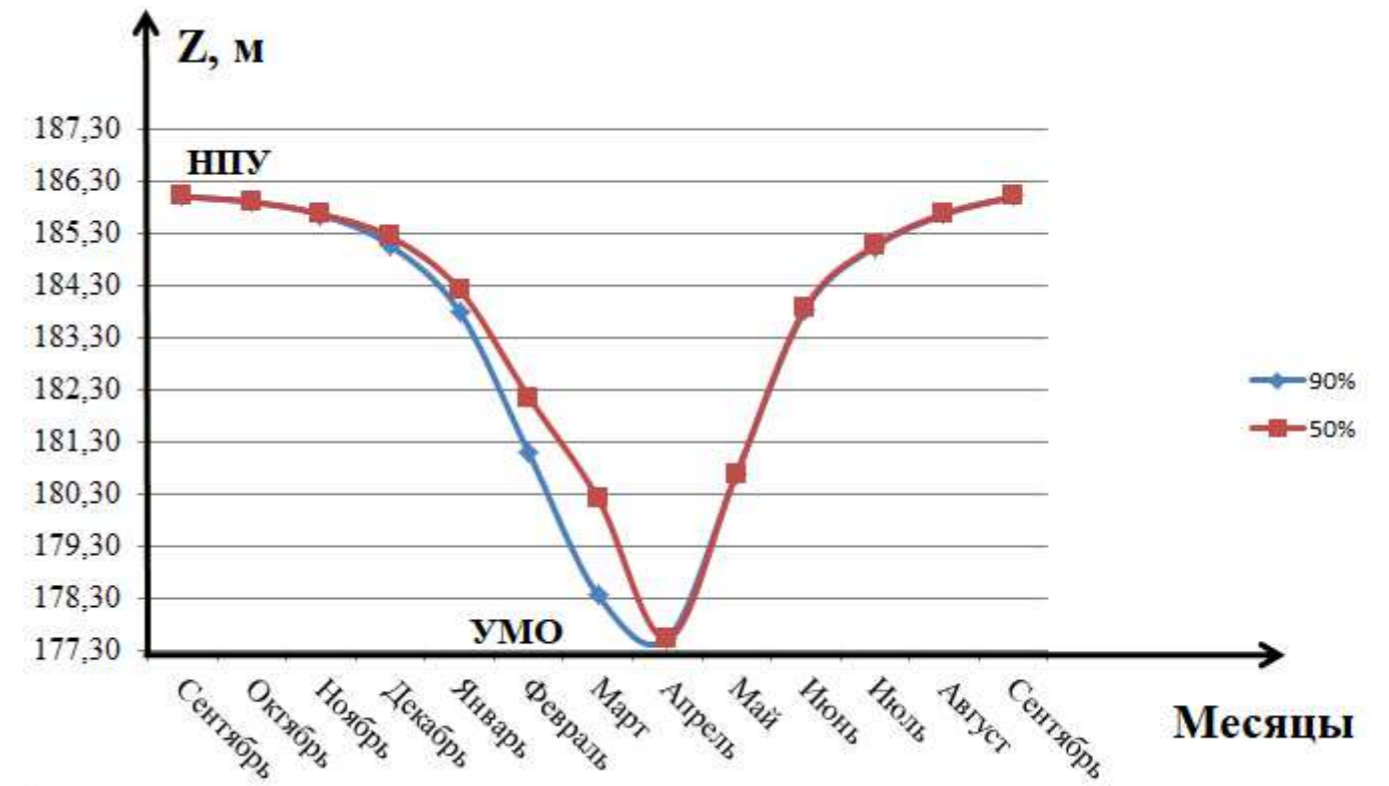
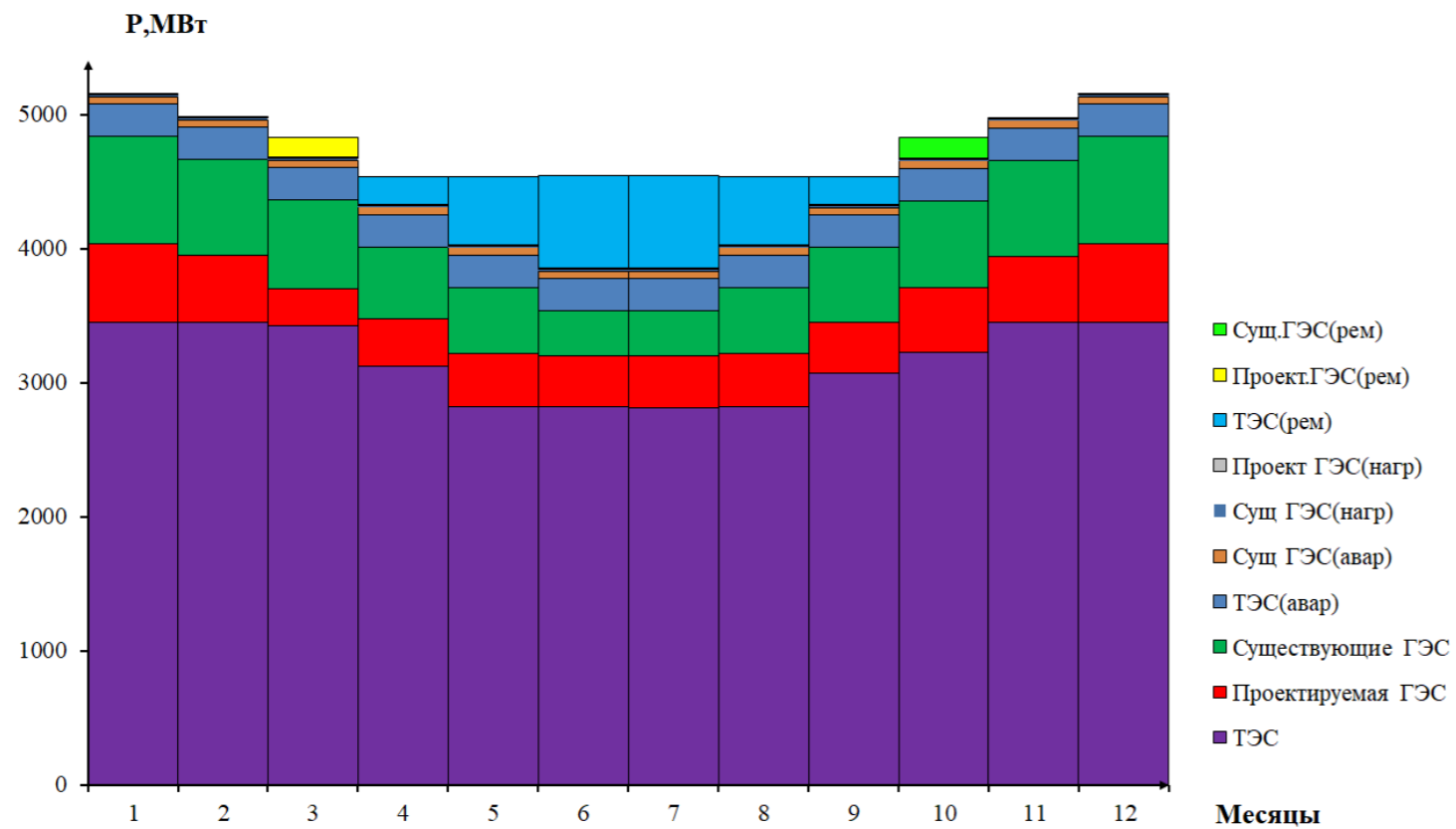


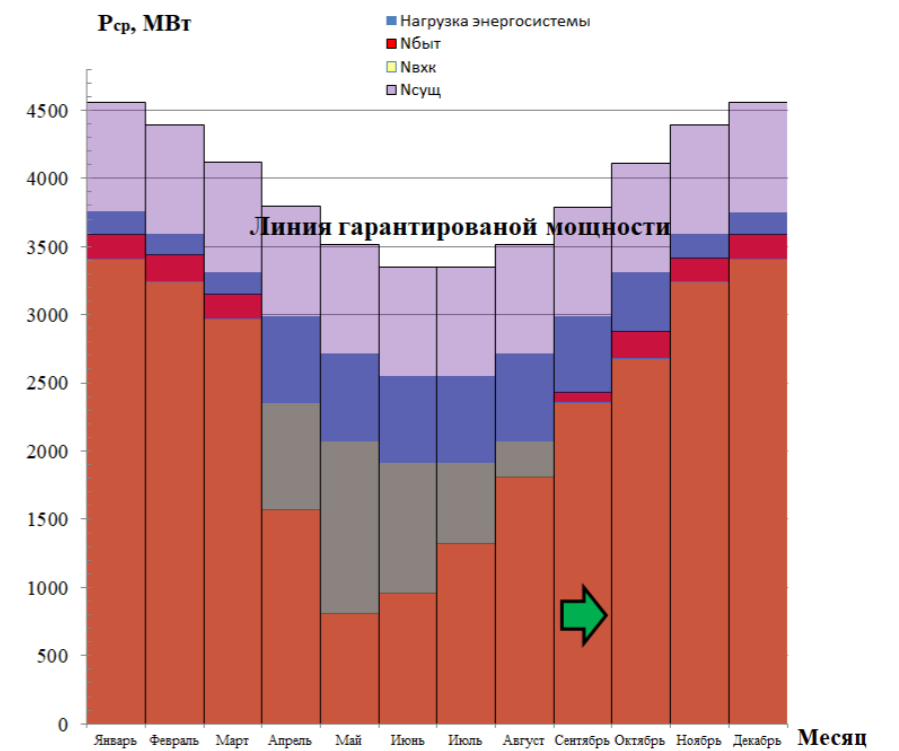
График сработки - наполнения водохранилища



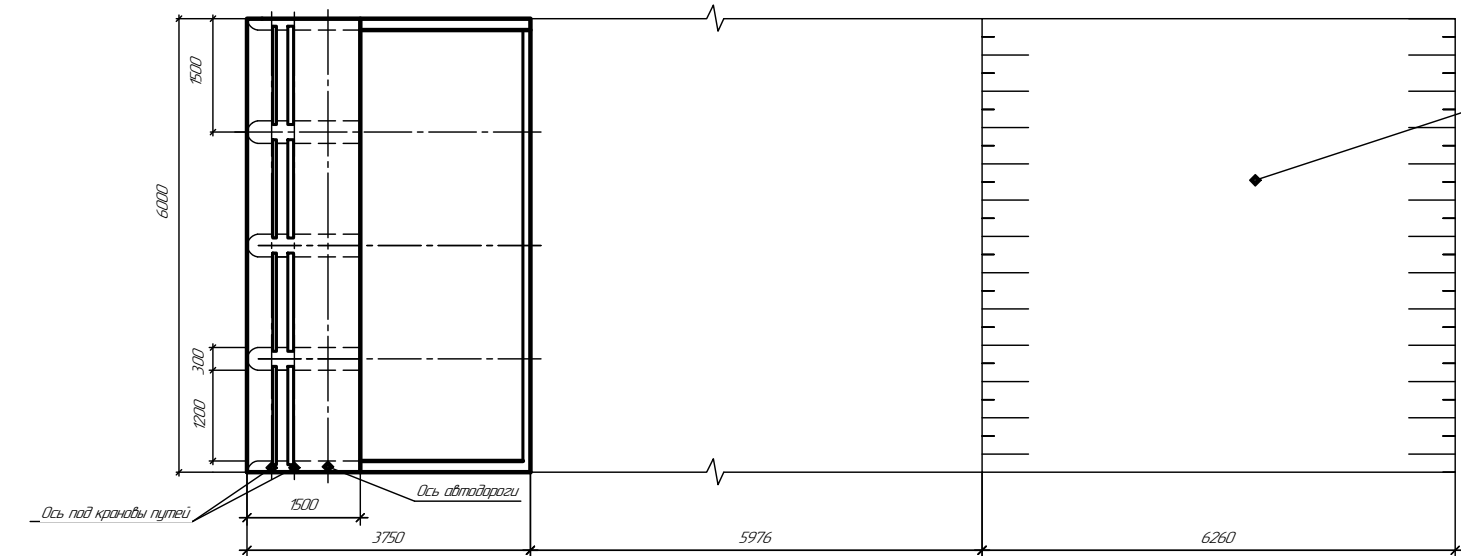
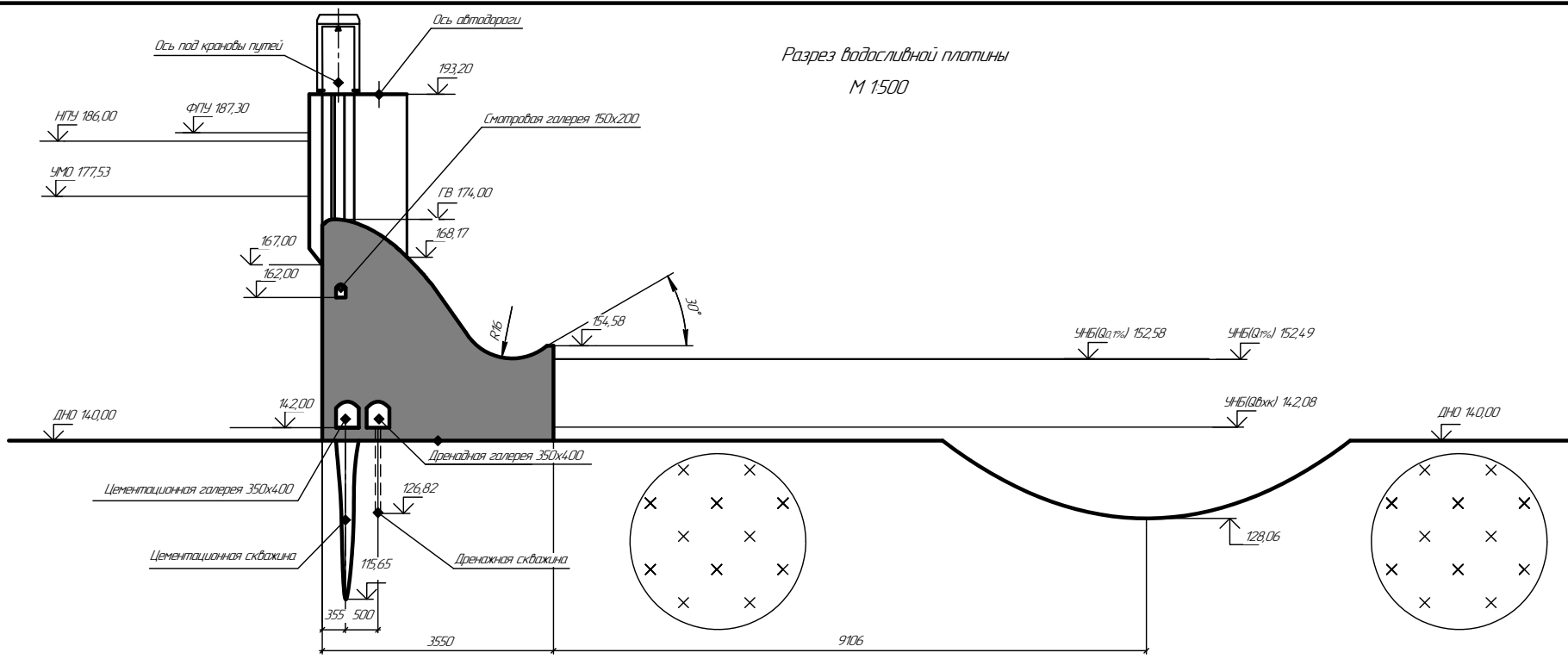
Баланс мощности



Баланс Энергий



Разрез водосливной плотины  
М 1500



1. Размеры и отметки на чертеже даны в см.  
2. Ведомость проекта см. на чертеже  
ВКР - 13.03.02 - 54.14.01642 - ГПЗ

Лист № 01  
Лист № 02  
Лист № 03  
Лист № 04  
Лист № 05  
Лист № 06  
Лист № 07  
Лист № 08  
Лист № 09  
Лист № 10  
Лист № 11  
Лист № 12  
Лист № 13  
Лист № 14  
Лист № 15  
Лист № 16  
Лист № 17  
Лист № 18  
Лист № 19  
Лист № 20  
Лист № 21  
Лист № 22  
Лист № 23  
Лист № 24  
Лист № 25  
Лист № 26  
Лист № 27  
Лист № 28  
Лист № 29  
Лист № 30  
Лист № 31  
Лист № 32  
Лист № 33  
Лист № 34  
Лист № 35  
Лист № 36  
Лист № 37  
Лист № 38  
Лист № 39  
Лист № 40  
Лист № 41  
Лист № 42  
Лист № 43  
Лист № 44  
Лист № 45  
Лист № 46  
Лист № 47  
Лист № 48  
Лист № 49  
Лист № 50

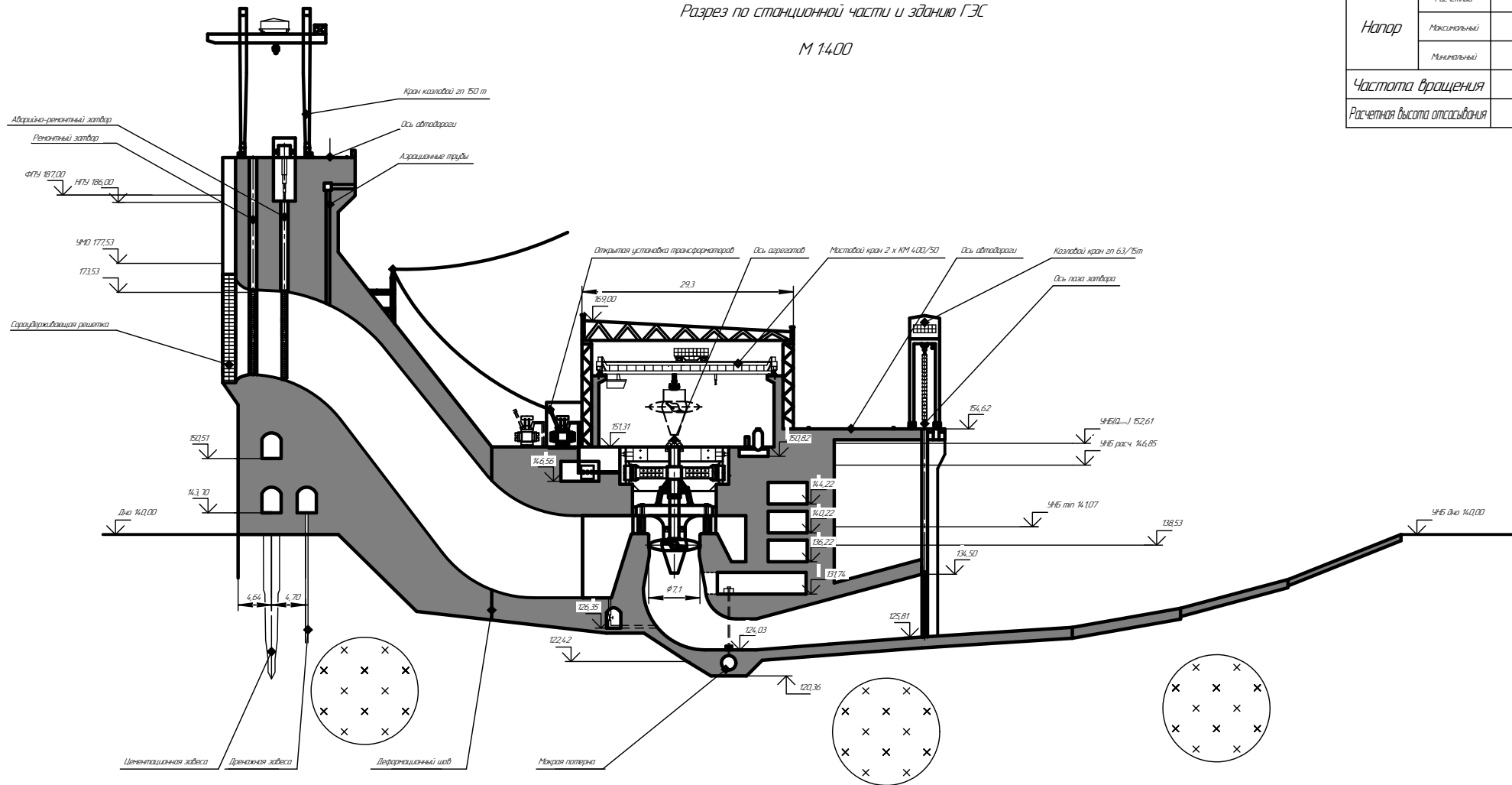
ВКР - 13.03.02 - 54.14.01642 - ГПЗ					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Имя	Кол. ин.	Лист	№ докум.	Проект	Дата
Разработ	Ильдаров				
Проект	Ильдаров				
Технический	Готарников				
Исполнитель					
Утвердил	Погосянченко				
Проектирование Кемеровской ГЭС на реке Томь				Страна	Лист
Разрез по водосливной плотине				Кафедра ГТЭС 2018 г.	
Формат А2					

Основные характеристики гидроагрегатов

Тип турбины	П/1 50-В-710	
Тип генератора	СВ-1160/135-60	
Количество агрегатов	6	
Напор	Расчетный	32,5 м
	Максимальный	44,5 м
	Минимальный	28,1 м
Частота вращения	100 об/мин	
Расчетная высота отсоса воды	-4,0 м	

Разрез по стационарной части и зданию ГЭС

М 1:400



1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР - 13.03.02 - 54.14.0164.2 - ГП

ВКР - 13.03.02 - 54.14.0164.2 - ГП1				
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета				
Имя	Кол. ч.	Лист	№ докум.	Подп.
Разработ	Младраб			
Проект	Масленникова			
Технича	Голарников			
Исполнит				
Утв.	Погосянченко			
Проектирование Кемеровской ГЭС на реке Тымь			Стр.	Лист
Разрез по стационарной части и зданию ГЭС			Кафедра ГЭС 2018 г	

Лист № 1

Лист № 2

Лист № 3

Лист № 4

Лист № 5

Лист № 6

Лист № 7

Лист № 8

Лист № 9

Лист № 10

Лист № 11

Лист № 12

Лист № 13

Лист № 14

Лист № 15

Лист № 16

Лист № 17

Лист № 18

Лист № 19

Лист № 20

Лист № 21

Лист № 22

Лист № 23

Лист № 24

Лист № 25

Лист № 26

Лист № 27

Лист № 28

Лист № 29

Лист № 30

Лист № 31

Лист № 32

Лист № 33

Лист № 34

Лист № 35

Лист № 36

Лист № 37

Лист № 38

Лист № 39

Лист № 40

Лист № 41

Лист № 42

Лист № 43

Лист № 44

Лист № 45

Лист № 46

Лист № 47

Лист № 48

Лист № 49

Лист № 50

Лист № 51

Лист № 52

Лист № 53

Лист № 54

Лист № 55

Лист № 56

Лист № 57

Лист № 58

Лист № 59

Лист № 60

Лист № 61

Лист № 62

Лист № 63

Лист № 64

Лист № 65

Лист № 66

Лист № 67

Лист № 68

Лист № 69

Лист № 70

Лист № 71

Лист № 72

Лист № 73

Лист № 74

Лист № 75

Лист № 76

Лист № 77

Лист № 78

Лист № 79

Лист № 80

Лист № 81

Лист № 82

Лист № 83

Лист № 84

Лист № 85

Лист № 86

Лист № 87

Лист № 88

Лист № 89

Лист № 90

Лист № 91

Лист № 92

Лист № 93

Лист № 94

Лист № 95

Лист № 96

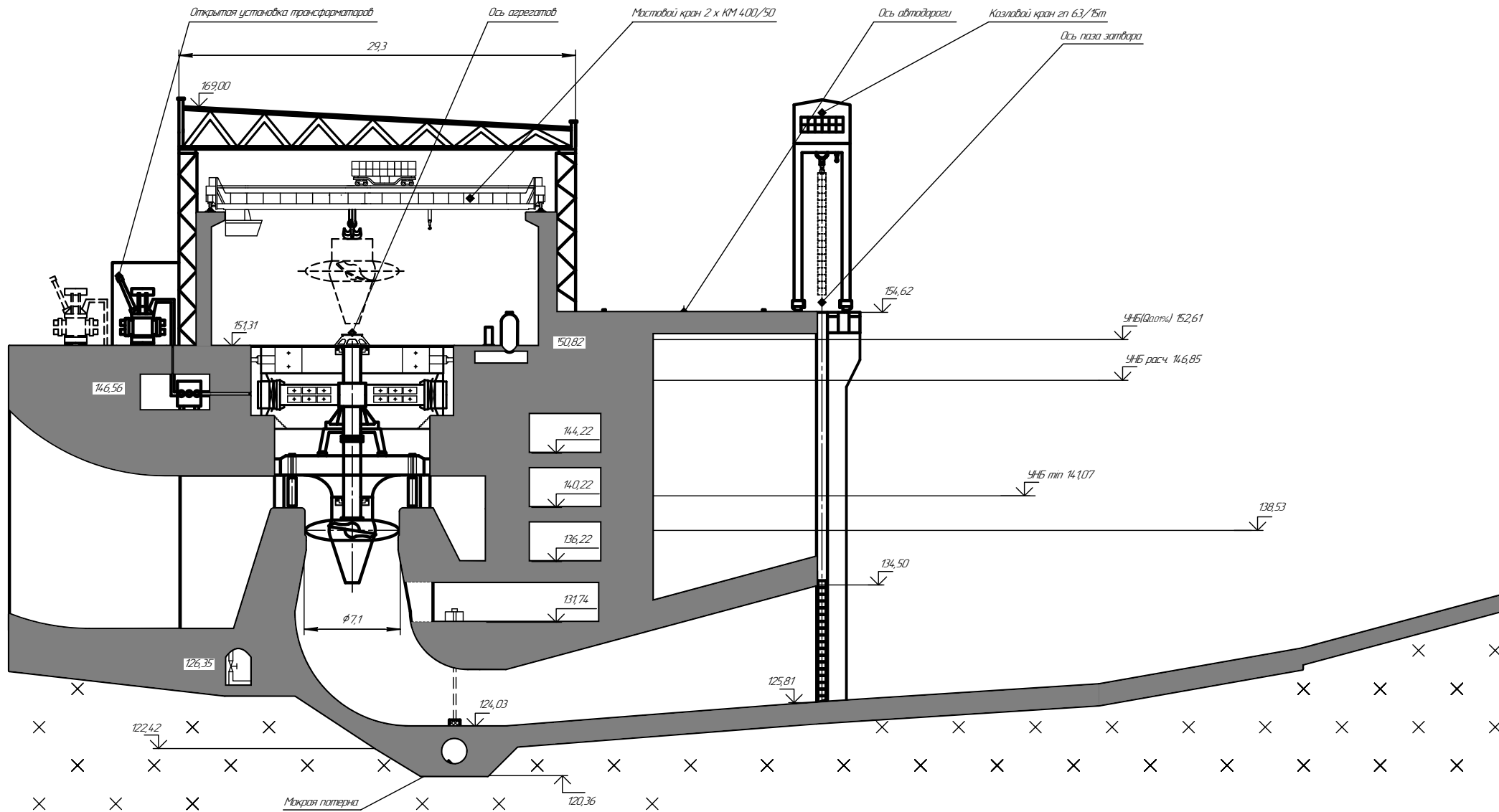
Лист № 97

Лист № 98

Лист № 99

Лист № 100

Разрез по оси агрегата  
М 1:200



1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР - 13.03.02 - 54.14.0164.2 - ГП

ВКР - 13.03.02 - 54.14.0164.2 - ГР2					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол. изм.	Лист	№ докум.	Проект	Листы
Разработ.	Добродов				
Проект.	Масленникова				
Констр.	Татарников				
Нач. отд.					
Упр.	Позвяниченко				
Проектирование Кемеровской ГЭС на реке Тьма				Страна	Лист
Разрез по оси агрегата				Кафедра ГЭС 2018 г	
Копировал				Формат А2	

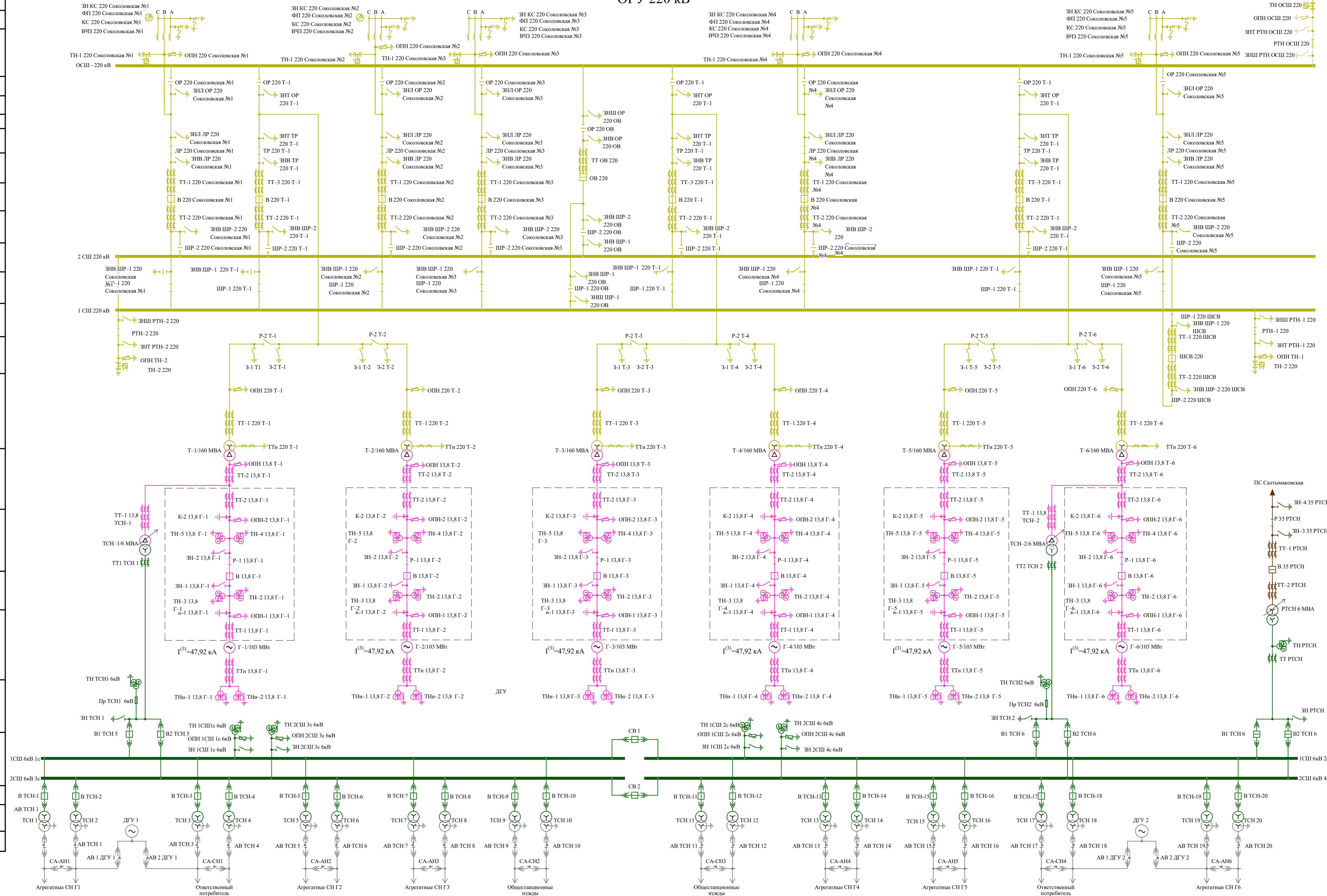
Лист № 1  
Сторона № 1  
Всего листов № 1  
Лист № 1 из 1  
Лист № 1 из 1



Диспетчерское наименование	ВЛ 220 кВ Кемеровская ГЭС Соколовская №1	ВЛ 220 кВ Кемеровская ГЭС Соколовская №2	ВЛ 220 кВ Кемеровская ГЭС Соколовская №3	ВЛ 220 кВ Кемеровская ГЭС Соколовская №4	ВЛ 220 кВ Кемеровская ГЭС Соколовская №5
Конструкция фаз линии	АС 240/32	АС 240/32	АС 240/32	АС 240/32	АС 240/32

### Главная электрическая схема

#### ОРУ 220 кВ



ВЧ заградитель 220кВ
Заземлитель 220кВ, 63кА
Конденсатор связи 220/√3
Фильтр присоединения 77-1000кГц
Оптический трансформатор напряжения 220кВ
Заземлитель 220кВ, 63кА
Разъединитель 220кВ, 1250А, 25кА
Заземлитель 220кВ, 63кА
Встроенный трансформатор тока 220кВ, 50 кА
Выключатель элегазовый ВЭБ 220кВ 2500 А, 50кА
Встроенный трансформатор тока 220кВ, 50 кА
Заземлитель 220кВ, 63кА
Разъединитель 220кВ, 1250А, 25кА
Заземлитель 220кВ, 63кА
ОПН 220кВ
Трансформатор тока 220кВ, 50 кА
Трансформатор трехфазный Т1, Т2, Т3, Т4, Т5, Т6 ТЦ 160000/220 Uном = 242/ 13,8кВ Uк.вн-нн = 11%
Генераторный комплекс КАГ - 20 Выключатель элегазовый ВГТ - 20 - 90/8000 Uном = 20 кВ Iном = 8 кА
Гидрогенератор СВ-1660/135-60 Uном = 13,8 кВ cos = 0,8
Трансформатор трехфазный ТСН1-ТСН2 ТСЗ 6000/13,8 У1 6 МВА Uном = 13,8/6 кВ Uк.вн-нн = 8%
Дизельгенераторная установка ДГУ СТМ. М1260 - 1МВт 1 МВт Uном = 0,4кВ
Трансформатор трехфазный РТСН ТМН 6000/35 У1 6 МВА; Uном = 35/6 кВ Uк.вн-нн = 8%
Автоматический выключатель 2000 А
Секционный автоматический выключатель 2000 А
ОПН 6 кВ

Перед. примеч.  
Справ. №  
Листы и детали  
Всех листов №  
Листы и детали  
Лист №

Точка КЗ	I <sup>(3)</sup> , кА	I <sup>(1)</sup> , кА
Шина 220 кВ	5,46	8,2
Вывода генератора 13,8 кВ	47,92	-

**ВКР - 13.03.02 - 54.14.01642 - ЗС1**

Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета

Проектирование Кемеровской ГЭС на реке Тымь

Лист 1 из 1

Кафедра ГТЭС 2018 г

Копировать

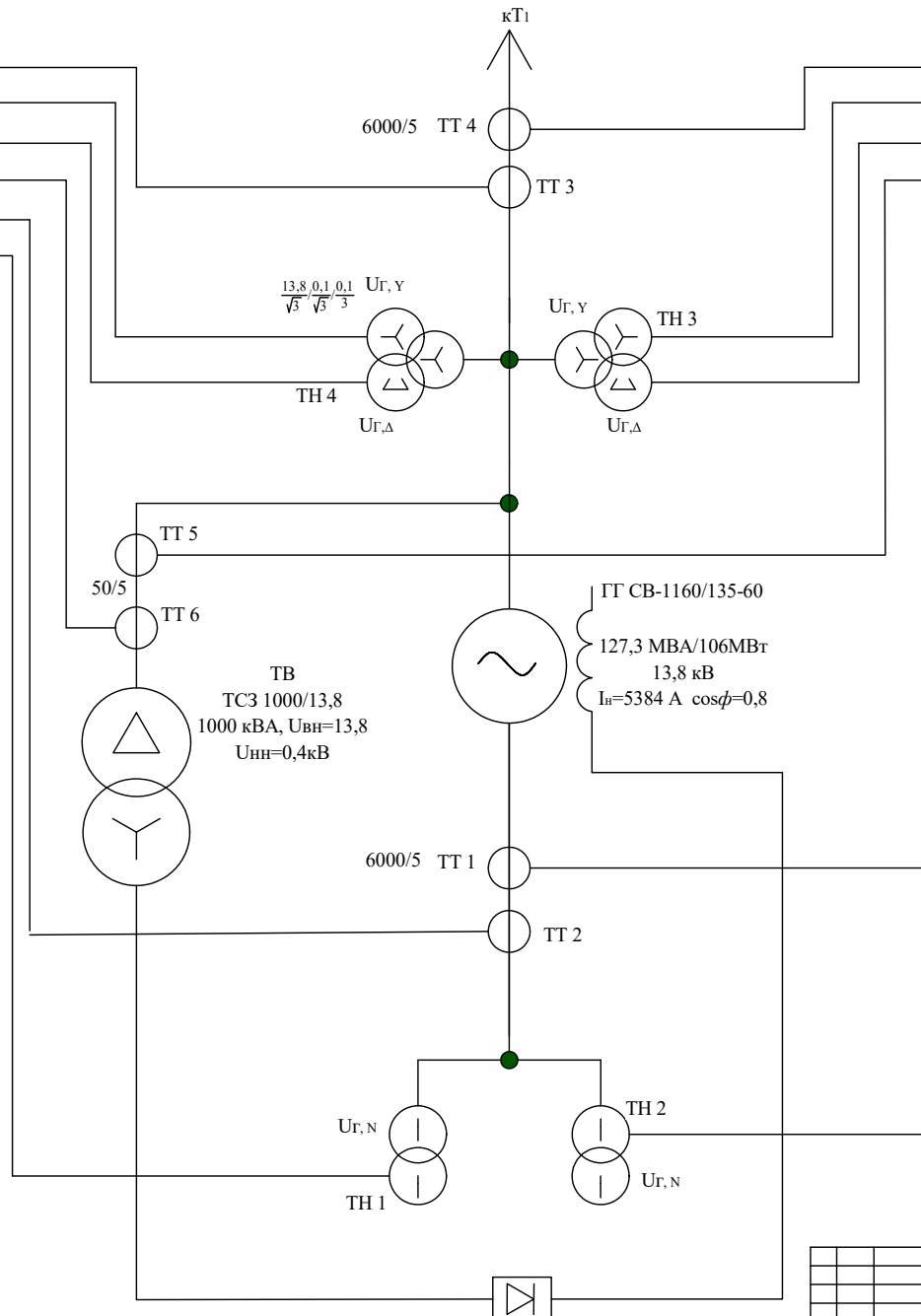
Формат А1

# Устройство релейной защиты гидрогенератора

ШЭ (Система А)		
$I_{\Delta G}$	$I_{\Gamma}$	$\Upsilon$
$Z_1 <, Z_2 <, U_1 <, U_2 <, \text{КИН}$	$U_{\Gamma, \Upsilon}$	$\Upsilon$
$\text{КИН}, U_n(U_0)$	$U_{\Gamma, \Delta}$	$\Delta$
$I_{p >}$	$I_{\Gamma ВН}$	$\Upsilon$
$Z_1 <, Z_2 <, I, I, I, I_{\Delta G}$	$I_{\text{нг}}$	$\Upsilon$
$U_n(U_0)$	$U_{\Gamma, N}$	—

ШЭ (Система Б)		
$\Upsilon$	$I_{\Gamma}$	$I_{\Delta G}$
$\Upsilon$	$U_{\Gamma, \Upsilon}$	$Z_1 <, Z_2 <, U_1 <, U_2 <, \text{КИН}$
$\Delta$	$U_{\Gamma, \Delta}$	$U_n(U_0), \text{КИН}$
$\Upsilon$	$I_{\Gamma ВН}$	$I_{p >}$
$\Upsilon$	$I_{\text{нг}}$	$Z_1 <, Z_2 <, I, I, I, I_{\Delta G}$
—	$U_{\Gamma, N}$	$U_n(U_0)$

Таблица уставок					
Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. защита продольная	IG	Ток срабатывания, $I_{р.0}$	$0,15 \cdot I_n$	0,67 А	
		Коэффициент торможения, $K_t$	0,2	-	
		Уставка начального торможения, $I_{нт}$	$0,5 \cdot I_n$	2,24 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_n$	6,73 А	
Защита от замыкания на землю обмотки статора	$U_{0G}$	t1	$U_{01G}$	-	5 В
		t2	$U_{02G}$	-	10 В
		t3	$U_{03G}$	-	15 В
	$U_{03}$	t	Коэффициент торможения, $K_t$	1,3	-
		Уставка срабатывания	-	15 В	
Защита от повышения напряжения	$U >$	1 ступень	$U_{ср1}$	$1,2 \cdot U_n$	120 В
		2 ступень	$U_{ср2}$	$1,4 \cdot U_n$	140 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	CO	$I_{сигн}$	$0,07 \cdot I_n$	0,31 А
		ПО	$I_{пуск}$	$0,15 \cdot I_n$	0,67 А
		ОТС	$I_{с.з.}$	$1,09 \cdot I_n$	4,89 А
		CO	$I_{сигн}$	$1,07 \cdot I_n$	4,8 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	ПО	$I_{пуск}$	$1,1 \cdot I_n$	4,94 А
		ПОТС	$I_{отс}$	$1,22 \cdot I_n$	5,47 А
		ОТС	$U_{ср}$	-	66 В
		1 ступень	$Z_1$	0,078	0,12 Ом
Дистанционная защита	$Z <$	2 ступень	$Z_2$	3,13	4,7 Ом
		CO	$I_{сигн}$	$1,07 \cdot I_{ном.р}$	4,34 А
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	ПО	$I_{пуск}$	$1,12 \cdot I_{ном.р}$	4,55 А
		ОТС	$I_{пуск}$	$1,19 \cdot I_{ном.р}$	8,89 А
		CO	$I_{сигн}$	$1,07 \cdot I_{ном.р}$	4,34 А



Матрица отключений											
Защиты		Отключение ВГ	Тяжение поля	Остановка турбины в сервис АЗ	Пуск ПЖ ТГ	Отключение В-ЭЗВ и ТСН	Разгрузка по мощности	Предупредительный сигнал			
Наименование	Обозначение										
Диф. защита продольная	$I_{\Delta G}$	+	+	+	+						
зЗГ	$U_0$	t <sub>1</sub>								+	
		t <sub>2</sub>								+	
		t <sub>3</sub>	+	+	+						
зПН	$U >$	1 ступень t <sub>1</sub>	+	+							
		2 ступень t <sub>2</sub>	+	+							
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	CO								+	
		НО	+	+							
		ОТС	t <sub>1</sub>								+
			t <sub>2</sub>	+	+						
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	CO								+	
		НО	+	+							
		ОТС	t <sub>1</sub>								+
			t <sub>2</sub>	+	+						
ДЗ	$Z <$	1 ступень	t <sub>1</sub>							+	
		t <sub>2</sub>	+	+	+						
		2 ступень	t <sub>1</sub>								+
		t <sub>2</sub>	+	+							
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	CO								+	
		НО	+	+							
		ОТС	+	+							

Лист 1 из 1  
Стр. № 1  
Лист 1 из 1  
Лист 1 из 1  
Лист 1 из 1  
Лист 1 из 1

**ВКР - 13.03.02.-54.1401642- ЭС2**

*Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета*

Изм./Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Проектирование Кемеровской ГЭС на реке Тымь	Стр. 1	Лист 1
Разработ	Давраб К.А.					
Проф.	Ширакоб А.В.					
Т.контр.	Татарничков					
Н.контр.						

Устройство релейной защиты гидрогенератора

Кафедра ГТЭС 2018 г.

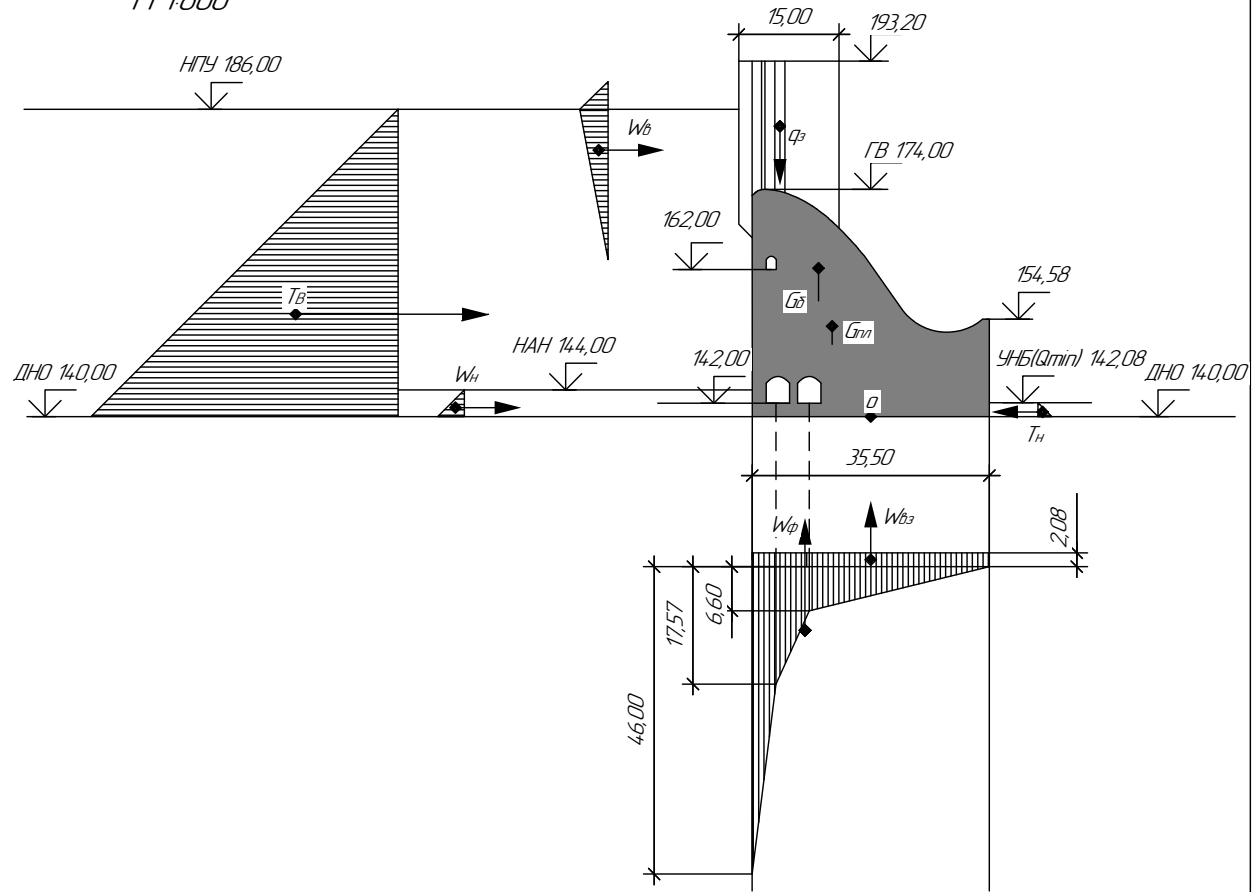
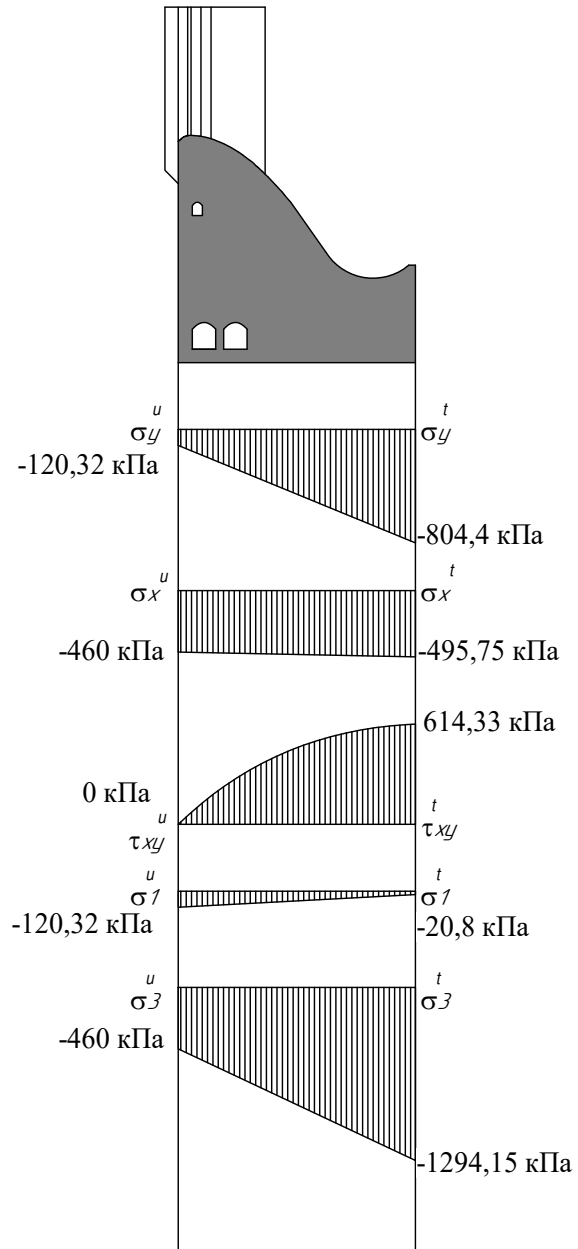
Копирабол

Формат А2

Сбор нагрузок на водосливную часть плотины

Напряжения в сечении на отметке 140,00

M 1:800



1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР - 13.03.02 - 54.14.01642 - ГП

				ВКР - 13.03.02 - 54.14.01642 - ГР4				
				Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета				
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Проектирование	Стадия	Лист	Листов
					Кемеровской ГЭС на реке Томь		1	1
					Сбор нагрузок на водосливную часть плотины			
								Кафедра ГТЭС 2018 г
								Формат А3

Перв. примен.

Справ. №

Подп. и дата

Инд. № докум.

Взам инд. №

Подп. и дата

Инд. № подл.



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

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 И.Ю.Погоняйченко

подпись

«15» 06 2018 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.02.03 – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ КЕМЕРОВСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ТОМЬ.  
ТРЕБОВАНИЯ К ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМ МАСЛАМ, СПОСОБЫ  
КОНТРОЛЯ, ВОССТАНОВЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ. СХЕМЫ  
МАСЛОХОЗЯЙСТВА ГЭС. ПРИМЕНЕНИЕ ИМПОРТНЫХ МАСЕЛ**

Руководитель

  
подпись, дата

Доцент кафедры  
ГЭЭС Саяно-  
Шушенского филиала

СФУ

должность

В. И. Татарников  
инициалы, фамилия

Выпускник

  
подпись, дата

К.А. Добров  
инициалы, фамилия