

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

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

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ подпись инициалы, фамилия
«_____» _____ 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02. – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЕНИСЕЙСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ЕНИСЕЙ.
ВЛИЯНИЕ ЗАТОПЛЕННОЙ И ПЛАВАЮЩЕЙ ДРЕВЕСИНЫ В
ВОДОХРАНИЛИЩАХ ГЭС НА КАЧЕСТВО ВОДЫ.**

Руководитель _____
подпись, дата

мастер по ремонту оборудования
ООО «ИСО»

А.В. Полев
инициалы, фамилия

Выпускник _____
подпись, дата

К.И. Искра
инициалы, фамилия

Черемушки, 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Енисейской ГЭС на реке Енисей. Влияние затопленной и плавающей древесины в водохранилищах ГЭС на качество воды.».

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчёты	_____	_____
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Основное и вспомогательное оборудование	_____	_____
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Электрическая часть	_____	_____
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Релейная защита и автоматика	_____	_____
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Компоновка и сооружения гидроузла	_____	_____
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Пожарная безопасность. Охрана труда	_____	_____
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Охрана окружающей среды	_____	_____
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Технико-экономическое обоснование	_____	_____
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Нормоконтролер	_____	_____
	подпись, дата	инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ ЕНИСЕЙСКОЙ ГЭС	8
ВВЕДЕНИЕ	10
1 Исходные данные по гидроузлу	11
1.1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС	11
1.2 Климат	11
1.3 Данные для расчетов	11
2 Водно-энергетические расчеты и выбор установленной мощности	17
2.1 Гидрологические расчеты	17
2.1.1 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного лет при заданной обеспеченности стока	17
2.1.2 Определения вида регулирования стока водохранилищем	24
2.2 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС	25
2.2.1 Расчет режима работы ГЭС без регулирования с учетом требований санитарного попуска	25
2.2.2 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС	27
2.2.3 Водно-энергетический расчет режима работы проектируемой ГЭС в среднем по водности году	29
2.3 Баланс мощности энергосистемы	34
2.4 Резервы мощности энергосистемы. Определение установленной мощности проектируемой ГЭС	37
2.5 Режимное поле	39
3 Основное и вспомогательное оборудование	42
3.1 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам	42
3.1.1 Выбор системы и типа гидротурбины	42
3.1.2 Выбор номинального диаметра рабочего колеса	42
3.1.3 Проверка работы гидротурбины при ограничении по минимальному расходу	48
3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её безкавитационной работы	49
3.2.1 Работа одного гидроагрегата с установленной мощностью и N_{\max}	50
3.2.2 Работа одного гидроагрегата с расчетной мощностью и $N_{\text{расч}}$	51
3.2.3 Работа одного гидроагрегата с N_{\min} и соответствующей мощностью на линии ограничения пропускной способности турбины	52
Далее рассчитываем аналогично п.п.3.2.1.	52
3.3 Гидромеханический расчет и построение бетонной спиральной камеры и определение ее геометрических размеров проточной части	53

3.4	Выбор серийного типа гидрогенератора	55
3.5	Выбор типа маслонапорной установки. Выбор электрогидравлического регулятора.....	58
3.5.1	Выбор типа маслонапорной установки	58
3.5.2	Выбор электрогидравлического регулятора.....	59
4	Электрическая часть	61
4.1	Выбор структурной схемы электрических соединений.....	61
4.2	Выбор основного оборудования ГЭС	62
4.2.1	Выбор синхронных генераторов	62
4.2.2	Выбор трансформаторов собственных нужд	62
4.2.3	Выбор силовых повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком.....	62
4.2.4	Выбор силовых повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком.....	63
4.3	Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения	63
4.4	Выбор варианта главной схемы электрических соединений на основании технико-экономического расчета	65
4.4.1	Расчет для схемы с одиночным блоком.....	65
4.4.2	Расчет для схемы с укрупненным блоком.....	66
4.5	Выбор схемы распределительного устройства высшего напряжения	68
4.6	Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме	69
4.6.1	Расчёт исходных данных	69
4.6.2	Внесение исходных данных в программный комплекс RastrWin	70
4.6.3	Расчёт токов короткого замыкания с применением программного комплекса RastrWin.....	72
4.6.4	Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режима....	72
4.7	Выбор и проверка электрических аппаратов главной схеме	73
4.7.1	Требования в коммутационным аппаратам.....	73
4.7.2	Выбор электрооборудования для генераторного напряжения	74
4.7.2.1	Выбор выключателей и разъединителей	74
4.7.2.2	Выбор трансформаторов тока и трансформаторов напряжения	74
4.7.2.3	Выбор синхронизаторов и анализаторов	75
4.7.3	Выбор электрооборудования для ОРУ 500 кВ	75
4.7.3.1	Выбор выключателей и разъединителей	76
4.7.3.2	Выбор трансформаторов тока и трансформаторов напряжения	76
4.7.3.3	Выбор анализаторов на напряжение 500 кВ	77
4.8	Компоновка схемы собственных нужд.....	77

5	Релейная защита и автоматика	78
5.1	Перечень защит основного оборудования.....	78
5.2	Расчет номинальных токов.....	79
5.3	Описание защит и расчет их уставок.....	80
5.3.1	Продольная дифференциальная защита генератора (IΔG)	80
5.3.2	Поперечная дифференциальная защита генератора	83
5.3.3	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN (Uo))	83
5.3.4	Защита от повышения напряжения (U1>), (U2>).....	86
5.3.5	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий	86
5.3.6	Защита от симметричных перегрузок.....	90
5.3.7	Дистанционная защита генератора $Z1 <, Z2 <$	92
5.3.8	Защита от перегрузки обмотки ротора	95
5.4	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор.....	96
6	Компоновка гидроузла.....	97
6.1	Определение класса гидротехнического сооружения и отметки гребня плотины	97
6.1.1	Определение класса гидротехнического сооружения	97
6.1.2	Определение отметки гребня плотины.....	97
6.1.2.1	Бетонная плотина.....	97
6.2	Гидравлические расчеты	99
6.2.1	Определение ширины водосливного фронта	99
6.2.2	Определение отметки гребня водослива	100
6.2.3	Проверка на пропуск поверочного расхода	102
6.2.4	Построение оголовка водослива по Кригер-Офицерову	104
6.2.5	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе	105
6.2.6	Гашение энергии способом свободно отброшенной струи	106
6.2.7	Гидравлический расчет глубинных (донных) водосбросов	109
6.3	Конструирование бетонной водосливной плотины	110
6.3.1	Определение ширины подошвы плотины	110
6.3.2	Разрезка бетонных плотин швами	111
6.3.3	Быки.....	111
6.3.4	Устои	111
6.3.5	Галереи в теле плотины	111
6.3.6	Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины	112
6.3.6.1	Цементационная завеса	112
6.3.6.2	Дренажные устройства	113

6.4	Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины	113
6.4.1	Определение основных нагрузок на плотину	113
6.4.1.1	Вес сооружения и затворов	113
6.4.1.2	Сила гидростатического давления воды	114
6.4.1.3	Равнодействующая взвешивающего давления.....	114
6.4.1.4	Сила фильтрационного давления.....	115
6.4.1.5	Давление грунта.....	116
6.4.1.6	Волновое давление	116
6.4.2	Расчет прочности плотины.....	117
6.4.3	Критерии прочности плотины.....	120
6.4.4	Расчет устойчивости плотины.....	121
7	Охрана труда, техника безопасности и пожарная безопасность	122
7.1	Безопасность гидротехнических сооружений	122
7.2	Требования по охране труда и техники безопасности для работников Енисейской ГЭС.....	122
7.2.1	Общие положения.....	122
7.2.2	Охрана труда Енисейской ГЭС	123
7.3	Пожарная безопасность	127
7.3.1	Общие требования к пожарной безопасности.....	127
7.3.2	Объекты водяного пожаротушения на ГЭС	128
7.3.3	Противопожарная безопасность в аккумуляторных установках.....	129
7.4	Охрана природы	130
7.5	Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции	130
7.6	Общие сведения о районе строительства.....	132
7.7	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства	133
7.9	Отходы, образующиеся при строительстве	137
7.10	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации	138
8	Технико-экономическое обоснование	140
8.1	Оценка объемов реализации энергии и расходов	140
8.1.1	Оценка объемов реализации электроэнергии.....	140
8.1.2	Текущие расходы на производство электроэнергии.....	141
8.1.3	Налоговые расходы.....	143
8.2	Оценка суммы прибыли.....	144
8.3	Анализ денежных потоков	144
8.4	Оценка инвестиционного проекта	145
8.4.1	Методология и исходные данные, оценка инвестиционного проекта	

i. Показатели коммерческой эффективности проекта.....	146
9 Влияние затопленной и плавающей древесины в водохранилищах ГЭС на качество воды.	147
9.1 Источники загрязнения водохранилища древесиной	147
9.2 Влияние древесины на качество воды водохранилища ГЭС	149
9.3 Технологии и технические средства очистки водохранилищ от плавающей древесины	152
9.4 Применение соросодерживающих решеток	155
9.5 Заключение.....	159
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	161
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	163
ПРИЛОЖЕНИЕ А Водно-энергетические расчеты и выбор установленной мощности	170
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Основное и вспомогательное оборудование	172
ПРИЛОЖЕНИЕ В Релейная защита и автоматика.....	179

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ ЕНИСЕЙСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки.....Енисей;
2. Местонахождение ГЭС Красноярский край;
3. Тип проектируемой установкиГЭС;
4. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний.....7934 м³/с;
 - б) всех турбин.....476 м³/с;
 - в) максимальный с обеспеченностью 0,1%.....9960 м³/с;
 - г) минимальный.....2000 м³/с;
5. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стокагодовой;
 - б) отметка: НПУ136,00 м;
ФПУ.....137,00 м;
УМО113,79 м;
 - в) объемы:
 - полный.....250,03 км³;
 - полезный41,38 км³;
6. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный.....68,3 м;
 - б) расчетный.....56,0 м;
 - в) минимальный.....45,0 м;
7. Энергетические характеристики: а) мощность:
 - установленная.....4550,00 МВт;
 - гарантированная.....4477,00 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка энергии.....31,49 млрд. кВт·ч;
8. Бетонная плотина (общая длина / максимальная высота):
 - а) правобережная грунтовая.....193 м / 75 м;
 - б) левобережная бетонная84 м / 75 м;
 - в) здание ГЭС.....420 м / 75 м;
 - г) водосливная952 м / 75 м;
9. Водобросные сооружения
 - а) тип.....поверхностный водослив;
 - б) число и размер пролетов34 отверстия 4×24;
 - в) общая длина.....948 м;
 - г) максимальная высота.....75 м;
10. Здание ГЭС:
 - а) тип зданияприплотинное;
 - б) число агрегатов.....15;
 - в) грунты в основаниигранит;
 - г) тип спиральной камерыметаллическая;
 - д) тип отсасывающей трубы..... изогнутая;

11. Основное оборудование:

- а) тип турбины РО75-В-850;
- б) тип генератора..... СВ-1236/165-40;
- в) мощность генератора..... 300 МВт;
- г) частота вращения 150 об/мин;
- д) тип трансформаторовТДЦ-400000/500;

12. Техничко-экономические показатели:

- а) удельные показатели111000 руб./кВт;
- б) себестоимость энергии 10 коп/кВт·ч;
- в) срок окупаемости 11 лет.

ВВЕДЕНИЕ

Россия обладает одним из самых больших гидропотенциалов в мире. Энергию рек используют Китай, РФ, Бразилия, Канада, Индия, США. Гидроресурсы России оцениваются сегодня без малого в 900 млрд. кВт·ч, но, по степени освоения экономически эффективных гидроресурсов Россия на сегодняшний день значительно уступает экономически развитым странам.

Себестоимость производства электроэнергии в кВт·ч на ГЭС в 7-10 раз ниже, чем на тепловых и атомных станциях.

Источник энергии - текущая вода, возобновляемый источник энергии, в отличие от нефти, газа, твердого топлива и ядерного горючего. В условиях медленного прогресса в создании альтернативных источников электроэнергии доля гидроэнергетики в энергетическом балансе страны со временем будет только возрастать, а уровень развития энергетики в свою очередь повысит технико - экономический потенциал страны. Поэтому, структурным лидером в развитии электроэнергетики на ближайшие десятилетия должна стать гидроэнергетика, как наиболее развитая, экологически безопасная и возобновляемая отрасль народного хозяйства.

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 Исходные данные по гидроузлу

1.1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС

Енисей- река в Сибири, одна из величайших рек мира и России. Впадает в Карское море северно-ледовитого океана. Длина 3487 км, площадь бассейна 2580 000 км². Берёт начало в горах Западный Саян у города Кызыле на стечении рек Малый Енисей и Большой Енисей.

1.2 Климат

Климат резко континентальный, с продолжительной холодной зимой и коротким, но теплым летом. Средняя температура января –от минус 20°С до минус 60°С, июля –плюс 2°С -плюс 18°С. Осадков выпадает около 600 мм в год.

Климат Зеленогорска холодно умеренный. В городе в течение года выпадает значительное количество осадков. Даже во время самого засушливого месяца выпадает много осадков. В год выпадает около 430 мм осадков. Самый засушливый месяц –март с осадками 12 мм. Большая часть осадков выпадает на август, в среднем 62 мм.

Самый теплый месяц года –июль со средней температурой 18,2°С. Средняя температура в январь -23,1°С. Это самая низкая средняя температура в течении года. Разница между количеством осадков между самым сухим и самым влажным месяцем –49 мм. Средняя температура меняется в течение года на 39,2°С.

1.3 Данные для расчетов

Исходные данные представлены ниже:

Данные энергосистемы занесены в таблицу 1.1:

Таблица 1.1 – Исходные данные энергосистемы

ОДУ	ОДУ Сибири
РДУ	Красноярское РДУ
Резервы	Нагрузочный 2%, аварийный 10%
Существующие ГЭС	Красноярская ГЭС Богучанская ГЭС
Коэффициент мощности	$k_N = 8,8$

Данные проектируемой ГЭС занесены в таблицу 1.2:

Таблица 1.2 – Исходные данные проектируемой ГЭС

Отметка НПУ, м	136,0
Отметка сухого дна, м	66,0
$V_{вдхр}$ при НПУ, км ³	75,17

Данные кривой $Z_{вб}=f(V_{вдхр})$ занесены в таблицу 1.3 и кривая $Z_{вб}=f(V_{вдхр})$ изображена на рисунке 1.1.

Таблица 1.3 – Исходные данные кривой связи $Z_{вб}=f(V_{вдхр})$

$V, \text{ км}^3$	$Z_{вб}, \text{ м}$
0,00	66
4,43	73
9,80	80
15,75	87
22,62	94
30,26	101
40,23	108
53,36	115
70,69	122
93,66	129
124,15	136

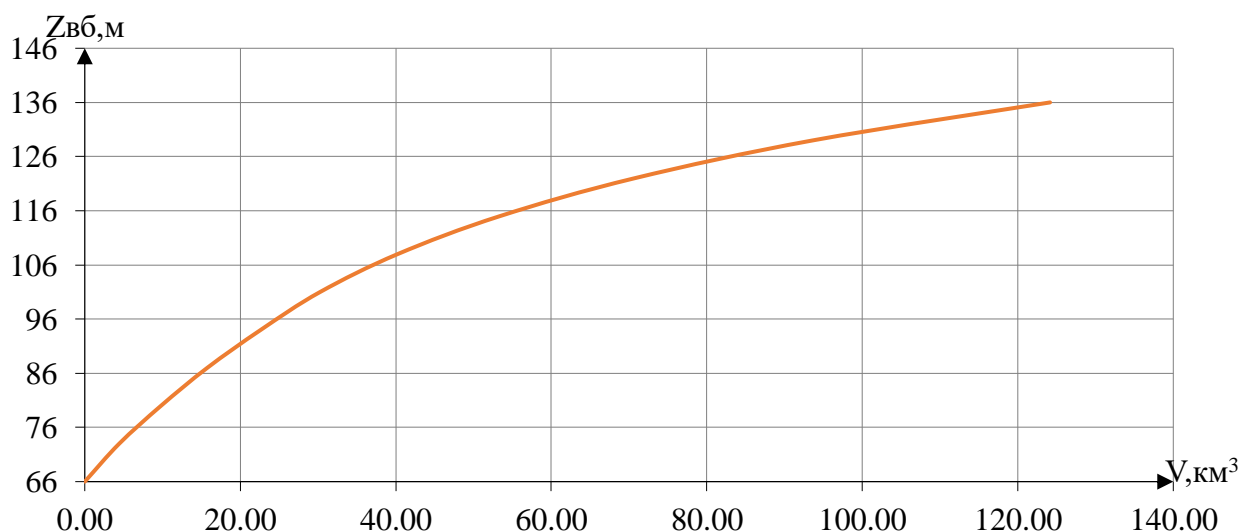


Рисунок 1.1 – Кривая $Z_{вб}=f(V_{вдхр})$

Уравнение полинома кривой $Z_{вб}=f(V_{вдхр})$:

$$y = -0,00000000005920783655x^6 + 0,00000001857967125291x^5 - 0,00000232765525876033x^4 + 0,00020398777672880900x^3 - 0,0192299850677955x^2 + 1,59274409874342x + 66,1014787744934$$

Данные кривой $Z_{нб}=f(Q_{нб})$ лето и зима занесены в таблицу 1.4 и кривая $Z_{нб}=f(Q_{нб})$ изображена на рисунке 1.2.

Таблица 1.4 – Исходные данные кривых связей $Z_{нб}=f(Q_{нб})$ лето и зима

$Z_{нб}$, м	$Q_{нб}$, м ³ /сек, лето	$Q_{нб}$, м ³ /сек, зима
66,0	0	0
66,5	1700	1020
67,0	3500	2100
67,9	8000	4800
68,5	13000	7800
68,8	19000	11400
69,0	28200	16920
69,1	35000	21000

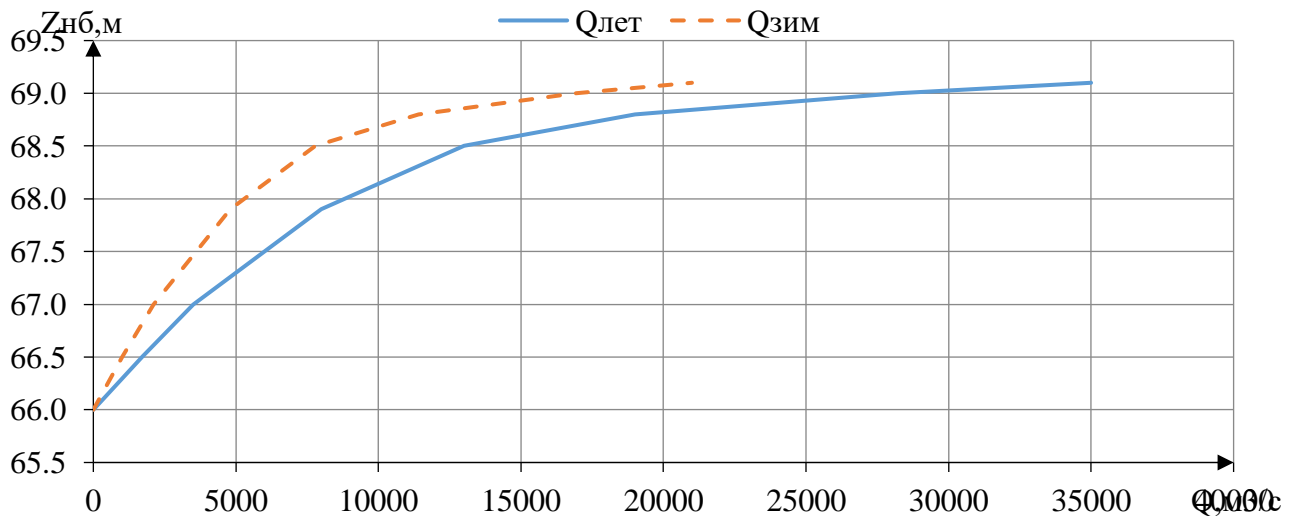


Рисунок 1.2 – Кривая $Z_{нб}=f(Q_{нб})$ лето и зима

Уравнение полинома кривой $Z_{нб}=f(Q_{нб})$ зима:

$$y = -0,00000000000000000000000000054703x^6 + 0,0000000000000000000000000732182827x^5 + 0,0000000000000000000004369929497977x^4 - 0,0000000000000291953798376571x^3 - 0,0000000275487789247464x^2 + 0,00053135118866976x + 65,9970920341439$$

Уравнение полинома кривой $Z_{нб}=f(Q_{нб})$ лето:

$$y = -0,00000000000000000000000000002552x^6 + 0,000000000000000000000000000056934524x^5 + 0,00000000000000000000000000005663430409802x^4 - 0,0000000000000000630620891199944x^3 - 0,00000000991755828849694x^2 + 0,000318810701799066x + 65,9970920119376$$

Данные по потерям расхода, требованиям сан попуск по средневодному году занесены в таблицу 1.5 и 1.6:

Таблица 1.5 – Исходные данные по требованию сан попуска

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q50%	3084	2647	2671	6898	1682 0	1552 3	1105 4	1174 6	1000 4	7495	3023	3556
Требуемый сан попуск	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000

Таблица 1.6 – Исходные данные по потерям расхода

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
ВХК	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000
Потребление	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Фильтрация	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Испарение	0,0	0,0	0,0	0,0	30,0	43,0	57,0	43,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Льдообразование	-30,0	-40,0	-30,0	-10,0	140,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-30,0

Исходный гидрологический ряд реки Енисей занесен в таблицу 1.7:

Таблица 1.7 – гидрологический ряд реки Енисей

m	Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср. год
1	1925	1109	1003	950	2253	7275	4529	3637	3500	3942	2903	1285	1064	2788
2	1926	1231	1136	1067	2745	10673	3942	3402	3860	5174	4188	2112	1508	3420
3	1927	598	493	440	1197	8258	5808	3805	3777	5755	3304	1903	1003	3028
4	1928	845	722	634	1380	11209	6817	3942	3496	5121	3163	880	798	3250
5	1929	845	722	669	718	8889	3262	4529	3653	3203	3185	1504	1155	2694
6	1930	1320	1144	1074	3590	10461	5276	5984	4083	7216	3424	1971	1375	3910
7	1931	1214	1091	986	901	9878	5338	3520	3848	4998	4065	1461	1286	3216
8	1932	1091	968	933	1028	10146	5338	3520	3848	4998	4065	1672	1109	3226
9	1933	1144	1038	968	915	6996	6042	6641	3625	4118	3396	1478	1138	3125
10	1934	1126	968	915	2534	7594	5338	3520	3848	4998	3005	1778	1197	3069
11	1935	1214	1091	986	1702	7689	4951	3731	3707	6195	3551	1461	1286	3130
12	1936	810	704	669	3280	10957	3919	3391	3836	5174	3110	1381	1012	3187
13	1937	1126	968	915	2548	10264	5385	3543	3883	5051	3058	1795	1197	3311
14	1938	1179	792	827	1873	8870	3930	3402	3848	5174	4188	1602	1138	3069
15	1939	1302	1126	1038	943	7067	6101	6688	3648	4153	3414	1602	1227	3192

Продолжение таблицы 1.7

m	Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср. год
16	1940	1179	792	827	1873	6459	4744	3407	4278	3981	2270	1602	1138	2712
17	1941	1109	968	898	2520	7539	5726	3150	3310	2869	2111	1778	1183	2763
18	1942	1162	774	810	1830	9319	6042	6641	3625	4118	3396	1566	1109	3366
19	1943	1162	1056	986	2844	11130	6066	6676	3637	4153	3414	1725	1242	3674
20	1944	1232	1056	1045	4350	6094	5831	3829	3789	5808	2703	1865	1227	3236
21	1945	1302	1126	1038	943	7117	5585	3884	3531	3293	2675	1584	1227	2775
22	1946	1144	1038	968	2816	8459	6781	3829	4274	3977	2463	1707	1227	3224
23	1947	1126	1021	968	2050	5900	4720	3395	4255	3946	2252	1302	1079	2668
24	1948	1162	774	810	1844	9256	6852	3407	3419	2904	2270	1584	1124	2950
25	1949	1408	1338	1232	2619	10114	5362	3543	3871	5033	3040	1991	1434	3415
26	1950	898	739	845	1520	9049	5792	3407	4255	3946	2270	1285	931	2911
27	1951	862	722	634	1380	8354	5808	3829	3777	5808	3339	898	813	3019
28	1952	880	757	1100	5110	10300	7400	7310	7200	6100	2147	986	813	4175
29	1953	810	722	634	1309	7909	9535	4153	5408	6300	3593	1003	739	3510
30	1954	697	6042	774	1810	8862	5032	6500	4535	4629	3297	1126	917	3685
31	1955	862	722	634	1394	8991	8483	4252	3300	5320	2100	880	813	3146
32	1956	760	723	620	1424	6317	3924	3314	3678	3681	2358	1795	1212	2484
33	1957	880	739	686	732	6038	4096	3456	3502	3311	2164	1302	857	2314
34	1958	986	827	704	845	11111	7509	6254	7860	6881	5754	1461	1050	4270
35	1959	1214	1056	968	2311	9162	3837	7392	3648	4963	3234	1848	1212	3404
36	1960	792	704	669	3266	7954	7626	7274	7016	7920	3670	1126	754	4064
37	1961	845	722	651	1591	6611	3581	4247	3767	3837	2569	1162	857	2537
38	1962	950	933	915	901	5947	3486	3898	3404	4734	3414	1514	902	2583
39	1963	1214	810	845	1901	6088	7720	6512	5033	9767	5103	1637	1153	3982
40	1964	722	493	440	2914	10886	4437	4017	5831	6283	2015	1021	857	3326
41	1965	669	546	510	1352	9744	6195	4447	4481	6881	2931	810	650	3268
42	1966	901	774	862	4336	7657	4482	4235	4763	5931	2721	1302	946	3243
43	1967	898	848	845	1098	9220	7333	3661	5980	6300	3183	1443	1174	3499
44	1968	1373	1109	1056	5266	6535	6688	5233	6007	6723	2015	1672	1375	3754
45	1969	1074	1021	968	1010	9003	3334	4036	3488	3381	2235	1461	1197	2684
46	1970	1308	1243	1098	2717	6958	4113	4693	2675	3520	2534	2094	1431	2865
47	1971	1144	1038	986	929	9303	6312	3810	3300	6723	1970	1478	1138	3178
48	1972	1126	1021	968	2267	10191	7695	3405	3616	4083	3185	1285	1079	3327
49	1973	1162	950	898	845	8614	6408	4160	3651	4020	2670	1408	1168	2996
50	1974	1144	1021	968	1080	7768	6864	4153	4646	5684	4505	1690	1212	3395
\sum p		1046	1004	858,6	2012	8523,7	5628	4453	4185	5042	3072	1486	1095	3200,3

В таблице 1.8 представлены максимальные расчётные расходы для различных значений обеспеченности, на рисунке 1.3 изображен график кривой обеспеченности среднегодулетних расходов для P 0,01%.

Таблица 1.8 – Максимальные расчётные расходы для различных значений обеспеченности

$P, \%$	0,01	0,1	0,5	1	3	5	10	20	50	90	95	97	99	99,9
$Q_{\max p}$	14927	13777	12844	12426	11647	11243	10653	9938	8602	7576	6147	5805	5183	4158

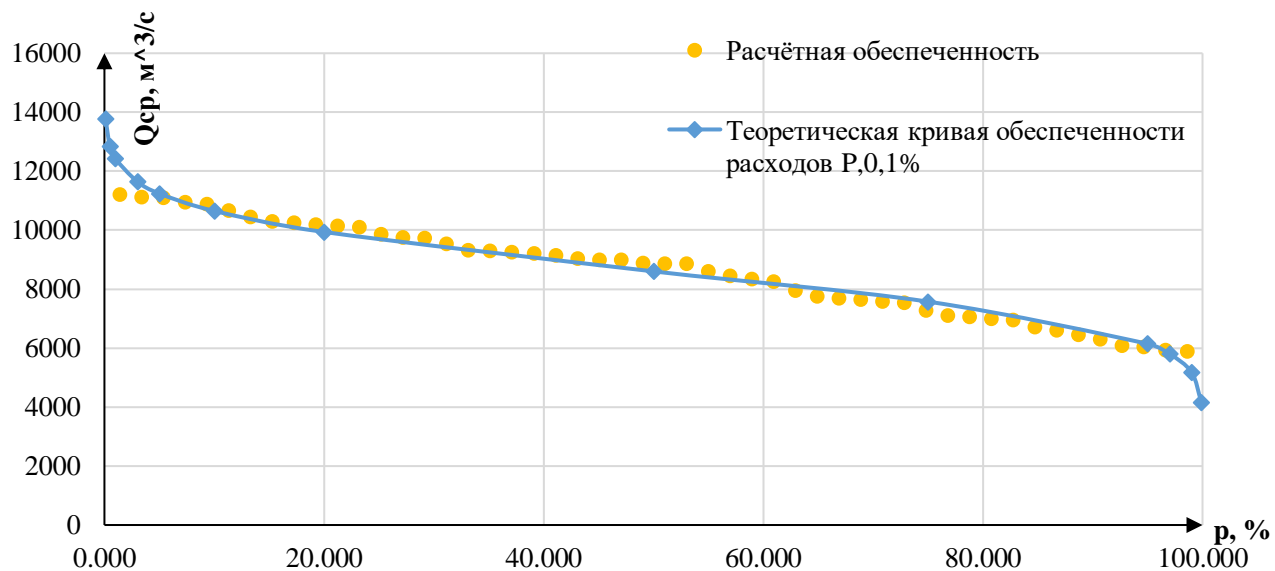


Рисунок 1.3 – Кривая обеспеченности среднемноголетних расходов для P 0,01%

2 Водно-энергетические расчеты и выбор установленной мощности

2.1 Гидрологические расчеты

2.1.1 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного лет при заданной обеспеченности стока

Строим гидрограф по среднемесячным расходам по данным из таблицы 1.7:

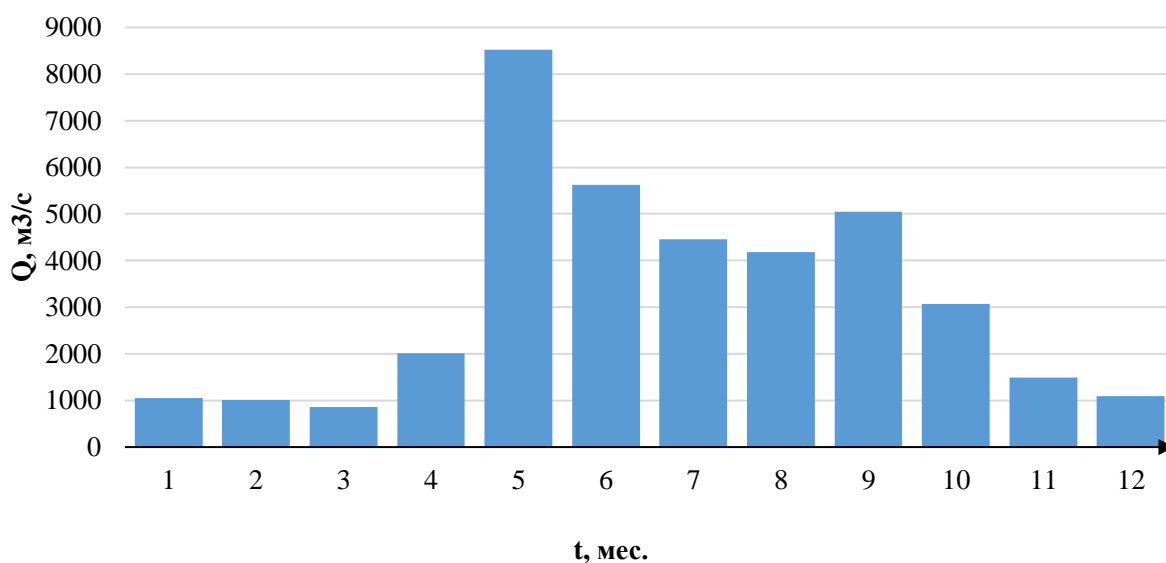


Рисунок 2.1 – Гидрограф среднемесячных расходов

Ранжируем среднегодовые расходы по величине от наибольшего к наименьшему и находим их обеспеченность в процентах по формуле:

$$P = \frac{m}{n + 1} \cdot 100\%, \quad (2.1)$$

где m – порядковый номер года;

n – количество лет.

Цветом выделяем года, которые соответствуют обеспеченностям и заносим данные в таблицу 2.1:

$P = 90\%$ – базовый маловодный год (голубой) – 1968;

$P = 51\%$ – базовый средневодный год (оранжевый) – 1931.

$P = 49\%$ – базовый средневодный год (зеленый) – 1944.

Таблица 2.1 - Обеспеченность по среднегодовым расходам

m	P, %	Годы	QСр.год, м3/с
1	2	1941	9984
2	4	1966	9759
3	6	1952	9652
4	8	1937	9631
5	10	1938	9529
6	12	1936	9454
7	14	1973	9202
8	16	1980	8909
9	18	1932	8817
10	20	1970	8647
11	22	1960	8598
12	24	1961	8522
13	25	1946	8415
14	27	1967	8408
15	29	1975	8344
16	31	1971	8124
17	33	1969	8094
18	35	1951	8052
19	37	1955	8050
20	39	1948	7962
21	41	1959	7950
22	43	1935	7909
23	45	1949	7887
24	47	1950	7882
25	49	1944	7875
26	51	1931	7868
27	53	1933	7867
28	55	1962	7821
29	57	1939	7821
30	59	1940	7754
31	61	1942	7695
32	63	1954	7597
33	65	1947	7565
34	67	1977	7527
35	69	1964	7469
36	71	1934	7393
37	73	1956	7363
38	75	1958	7353
39	76	1972	7350
40	78	1965	7307
41	80	1963	7212

Продолжение таблицы 2.1

m	P, %	Годы	QСр.год, м3/с
42	82	1957	7142
43	84	1953	7139
44	86	1974	6994
45	88	1979	6861
46	90	1968	6535
47	92	1976	6523
48	94	1945	6478
49	96	1978	6375
50	98	1943	6050

I. по месяцам из всего ряда, которые по среднемесячным значениям расходов считаются половодными (IV, V, VI, VII) находим средние значения расходов в каждом году. Ранжируем эти расходы по убыванию и определяем их обеспеченность по вышеописанной формуле и заносим результаты в таблицу 2.2 [1]:

Таблица 2.2 – Средневодные расходы половодья и результат их ранжирования

p	Годы	IV	V	VI	VII	VIII	Qпол. Сред	p*	Годы	Qпол. Сред	P
1	1931	5034	12894	21726	11179	9947	12156	1	1966	17263	2
2	1932	5037	12345	21896	14049	12801	13226	2	1941	16824	4
3	1933	3701	19151	14499	10772	9468	11518	3	1973	15919	6
4	1934	3377	16603	12387	12139	11785	11258	4	1952	15357	8
5	1935	2526	22125	20468	10631	10256	13201	5	1937	15340	10
6	1936	3680	14634	24752	18338	14038	15088	6	1980	15103	12
7	1937	8760	24968	16400	13034	13536	15340	7	1936	15088	14
8	1938	6703	20116	19005	15629	12335	14758	8	1938	14758	16
9	1939	4807	19970	14316	14915	10928	12987	9	1970	14218	18
10	1940	3865	15999	15504	12463	9446	11455	10	1960	13942	20
11	1941	3309	24788	26645	15558	13822	16824	11	1967	13666	22
12	1942	5075	15896	16433	14086	11325	12563	12	1969	13543	24
13	1943	3827	14722	12444	8792	7360	9429	13	1961	13323	25
14	1944	6896	16815	15518	11050	11742	12404	14	1932	13226	27
15	1945	3443	17148	9168	8195	8623	9315	15	1935	13201	29
16	1946	7925	14614	16279	12506	11990	12663	16	1975	13150	31
17	1947	4214	19782	11535	9673	10899	11221	17	1959	13014	33
18	1948	4833	13751	16076	13255	12161	12015	18	1951	13006	35
19	1949	3004	17734	13363	12768	11631	11700	19	1939	12987	37
20	1950	2863	21023	18016	10131	8549	12116	20	1955	12701	39
21	1951	3170	24510	16484	10144	10724	13006	21	1971	12698	41
22	1952	6184	18780	19784	18636	13400	15357	22	1946	12663	43
23	1953	2413	19437	14650	11114	10561	11635	23	1942	12563	45

Продолжение таблицы 2.2

р	Годы	IV	V	VI	VII	VIII	Qпол. Сред	р*	Годы	Qпол. Сред	P
24	1954	3055	11187	17845	14916	12504	11901	24	1962	12485	47
25	1955	3221	19713	17769	12620	10180	12701	25	1958	12408	49
26	1956	3005	17226	15648	11197	9108	11237	26	1944	12404	51
27	1957	3162	13777	17136	8673	9131	10376	27	1972	12252	53
28	1958	3630	17423	19169	11998	9821	12408	28	1931	12156	55
29	1959	3740	17400	21900	13200	8830	13014	29	1950	12116	57
30	1960	7410	17800	17100	13500	13900	13942	30	1977	12089	59
31	1961	5313	19100	18800	13000	10400	13323	31	1948	12015	61
32	1962	3839	22303	14677	12352	9254	12485	32	1954	11901	63
33	1963	3544	15213	16420	12277	9322	11355	33	1949	11700	65
34	1964	5702	19250	13787	8945	8243	11185	34	1953	11635	67
35	1965	4198	22560	13838	2398	8878	10374	35	1933	11518	69
36	1966	6851	25090	26020	14740	13614	17263	36	1978	11485	71
37	1967	7354	20612	13878	12823	13662	13666	37	1940	11455	73
38	1968	5272	16260	11823	8860	9158	10275	38	1963	11355	75
39	1969	6294	23540	20827	8483	8569	13543	39	1934	11258	76
40	1970	5965	21142	20016	12404	11564	14218	40	1956	11237	78
41	1971	7345	18905	12298	12395	12548	12698	41	1947	11221	80
42	1972	4099	16435	16602	14369	9753	12252	42	1964	11185	82
43	1973	7883	21242	26442	13353	10677	15919	43	1976	10870	84
44	1974	5849	17354	15486	8514	7109	10862	44	1974	10862	86
45	1975	4379	21371	20097	10995	8907	13150	45	1979	10798	88
46	1976	5550	15308	12344	10511	10639	10870	46	1957	10376	90
47	1977	4065	19292	17202	10902	8986	12089	47	1965	10374	92
48	1978	3042	20078	16520	7956	9829	11485	48	1968	10275	94
49	1979	4673	23252	13661	7041	5362	10798	49	1943	9429	96
50	1980	8955	25870	17253	9712	13723	15103	50	1945	9315	98

Базовый маловодный год в этой таблице также выделяем голубым цветом, а год, который выпал на обеспеченность $P = 90\%$ принимаем за текущий маловодный год. Найдём коэффициент приведения по формуле:

$$K_{P90(\text{половодный})} = \frac{Q_{\text{сред.половод.текущ.}}(1957)}{Q_{\text{сред.половод.баз.}}(1968)} = \frac{10376}{10275} = 1,01, \quad (2.2)$$

где $Q_{\text{сред.половод.текущ.}}$ – средний расход в текущем маловодном году;

$Q_{\text{сред.половод.баз.}}$ – средний расход в базовом маловодном году.

Базовый средневодный год в этой таблице выделяем оранжевым цветом, а год, который выпал на обеспеченность $P = 49\%$ принимаем за текущий средневодный год. Найдём коэффициент приведения по формуле:

$$K_{П49(\text{половодный})} = \frac{Q_{\text{сред.средневод.текущ.}}(1958)}{Q_{\text{сред.средневод.баз.}}(1944)} = \frac{12408}{12404} = 1,0, \quad (2.3)$$

где $Q_{\text{сред.средневод.текущ.}}$ – средний расход в текущем средневодном году;
 $Q_{\text{сред.средневод.баз.}}$ – средний расход в базовом средневодном году.

Базовый средневодный год в этой таблице выделяем **зеленым** цветом, а год, который выпал на обеспеченность $P = 51\%$ принимаем за текущий средневодный год. Найдём коэффициент приведения по формуле:

$$K_{П49(\text{половодный})} = \frac{Q_{\text{сред.средневод.текущ.}}(1934)}{Q_{\text{сред.средневод.баз.}}(1931)} = 0,96, \quad (2.4)$$

где $Q_{\text{сред.средневод.текущ.}}$ – средний расход в текущем средневодном году;
 $Q_{\text{сред.средневод.баз.}}$ – средний расход в базовом средневодном году.

Фактический исходный гидрограф 1944 года примем за основу для получения расчетного гидрографа, так как его коэффициенты приведения по половодью и межени оказались ближе к единице.

II. по месяцам из всего ряда, которые по среднемесячным значениям расходов считаются меженными (I, II, III, VIII, IX, X, XI, XII) находим средние значения расходов в каждом году. Ранжируем эти расходы по убыванию и определяем их обеспеченность по вышеописанной формуле и заносим результаты в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Средневодные меженные расходы и результат их ранжирования

р	Годы	I	II	III	IX	X	XI	XII	Qпол. сред	Годы	Qпол. сред	P
1	1931	3165	2905	2680	8464	8073	5154	3200	4806	1938	5794	2
2	1932	3640	3285	2915	10851	9519	6180	3285	5668	1932	5668	4
3	1933	3270	3110	3180	11276	8405	4197	3369	5258	1952	5577	6
4	1934	2980	2690	2490	10083	7569	3938	2679	4633	1937	5553	8
5	1935	3180	2720	2430	6655	7307	3456	3153	4129	1936	5429	10
6	1936	3724	3420	3177	11229	8652	4286	3513	5429	1946	5381	12
7	1937	3405	2886	2671	10805	10442	5212	3451	5553	1933	5258	14
8	1938	3457	3560	3334	12235	8799	5682	3491	5794	1949	5163	16
9	1939	2616	2330	2122	8852	6527	3860	2606	4130	1965	5116	18
10	1940	3641	3169	3160	10132	7998	3934	3737	5110	1940	5110	20
11	1941	3536	3111	2838	10700	7995	4485	3025	5099	1941	5099	22
12	1942	2779	2627	2394	8358	7021	3429	2916	4218	1961	5094	24
13	1943	2478	2414	2374	7335	5801	2497	2556	3636	1948	5067	25

Продолжение таблицы 2.3

Р	Годы	I	II	III	IX	X	XI	XII	Qпол. сред	Годы	Qпол. сред	Р
14	1944	3084	2447	2271	10604	7995	3023	3056	4640	1947	4954	27
15	1945	3194	2788	2537	7776	6575	4905	3382	4451	1975	4912	29
16	1946	3238	2822	2504	13106	9263	3857	2877	5381	1950	4858	31
17	1947	3124	2965	2608	11862	7615	3043	3461	4954	1971	4856	33
18	1948	3003	2885	2559	10878	8780	3669	3692	5067	1957	4832	35
19	1949	3548	3447	3092	11241	7788	3758	3265	5163	1964	4814	37
20	1950	3287	2959	2656	11020	7795	3156	3134	4858	1931	4806	39
21	1951	3141	3014	2715	9758	6837	3411	2715	4513	1960	4781	41
22	1952	4083	3698	3154	10873	9442	3737	4053	5577	1955	4729	43
23	1953	3128	2600	2421	8070	5942	2406	2931	3928	1970	4668	45
24	1954	2800	2369	2268	10179	7150	4299	2594	4523	1967	4652	47
25	1955	2959	2650	2335	9884	9200	3603	2471	4729	1944	4640	49
26	1956	2798	2530	2064	10661	7928	3603	2586	4596	1934	4633	51
27	1957	3200	2862	2519	10886	7728	3692	2937	4832	1956	4596	53
28	1958	2610	2540	2390	7492	5759	2378	3029	3743	1954	4523	55
29	1959	3320	2940	2890	8990	6430	2310	3450	4333	1951	4513	57
30	1960	3530	3460	3100	10300	7300	2580	3200	4781	1962	4490	59
31	1961	3501	3303	3356	10161	7878	4070	3387	5094	1980	4485	61
32	1962	3527	3522	3359	7329	6380	3353	3957	4490	1945	4451	63
33	1963	3638	3037	2592	8254	6300	3050	2893	4252	1973	4404	65
34	1964	4336	3959	3882	9231	5980	2796	3515	4814	1966	4399	67
35	1965	3987	3257	3262	10254	7350	4253	3446	5116	1959	4333	69
36	1966	3417	2470	3722	8523	6205	2789	3667	4399	1977	4269	71
37	1967	2936	3229	3467	9508	6634	2811	3977	4652	1963	4252	73
38	1968	2881	2585	2483	8325	5795	1715	3265	3864	1974	4231	75
39	1969	3334	2961	1500	8179	6409	3943	3089	4202	1942	4218	76
40	1970	3570	3342	3499	8557	7355	3191	3162	4668	1969	4202	78
41	1971	3507	3557	3536	8843	6702	4879	2969	4856	1939	4130	80
42	1972	2592	2663	3022	8321	5613	2312	2423	3849	1935	4129	82
43	1973	1624	2554	4182	8912	6586	4036	2935	4404	1979	4049	84
44	1974	2552	3523	2746	7242	6414	3934	3209	4231	1953	3928	86
45	1975	3621	2789	4678	8886	6685	3917	3808	4912	1968	3864	88
46	1976	2750	1158	2041	6542	5010	3127	3294	3417	1972	3849	90
47	1977	2823	1898	958	7757	5873	5945	4628	4269	1958	3743	92
48	1978	1641	2657	1831	5254	2876	3774	1039	2725	1943	3636	94
49	1979	3179	3499	3058	6147	5205	5344	1914	4049	1976	3417	96
50	1980	2268	3858	3471	7552	5003	2806	6434	4485	1978	2725	98

Базовый маловодный год в этой таблице тоже выделяем голубым цветом, а год, выпавший на обеспеченность $P = 90\%$ принимаем за текущий маловодный год. Найдём коэффициент приведения по формуле:

$$K_{\text{П90(меженный)}} = \frac{Q_{\text{сред.половодн.текущ.}}(1972)}{Q_{\text{сред.половодн.баз.}}(1968)} = 0,99, \quad (2.5)$$

где $Q_{\text{сред.межен.текущ.}}$ – средний расход в текущем маловодном году;
 $Q_{\text{сред.межен.баз.}}$ – средний расход в базовом маловодном году.

Базовый средневодный год в этой таблице выделяем **оранжевым** цветом, а год, выпавший на обеспеченность $P = 49\%$ принимаем за текущий средневодный год. Найдём коэффициент приведения по формуле:

$$K_{\text{П49(меженный)}} = \frac{Q_{\text{сред.средневод.текущ.}}(1958)}{Q_{\text{сред.средневод.баз.}}(1944)} = 1, \quad (2.6)$$

где $Q_{\text{сред.средневод.текущ.}}$ – средний расход в текущем средневодном году;
 $Q_{\text{сред.средневод.баз.}}$ – средний расход в базовом средневодном году.

III. Расчетные гидрографы маловодного и средневодного лет.

а) маловодный год. Расходы базового маловодного года (1968) выписываются отдельной строкой. Коэффициенты приведения для $K_{\text{П90(меженный)}} = 0,99$, $K_{\text{П90(половодный)}} = 1,01$ произведем приведение по межени и половодью, полученные данные в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Данные для расчетного гидрографа маловодного года

Мес	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Qi 1968	2881	2585	2483	5272	16260	11823	8860	9158	8325	5795	1715	3265
Qипр	2870	2575	2474	5324	16420	11939	8947	9248	8293	5773	1708	3253

б) средневодный год. Расходы базового средневодного года (1944) выписываются отдельной строкой. Т.к. коэффициенты приведения $K_{\text{П49(меженный)}} = 1$, $K_{\text{П49(половодный)}} = 1,0$ в корректировке данных нет необходимости, данные заносим в таблицу 2.5 и изобразим расчетные гидрографы для маловодного и средневодного лет на рисунке 2.2.

Таблица 2.5 – Данные для расчетного гидрографа средневодного года

Мес	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Qi 1944	3084	2447	2271	6896	16815	15518	11050	11742	10604	7995	3023	3056
Qипр	3084	2447	2271	6898	16820	15523	11054	11746	10604	7995	3023	3056

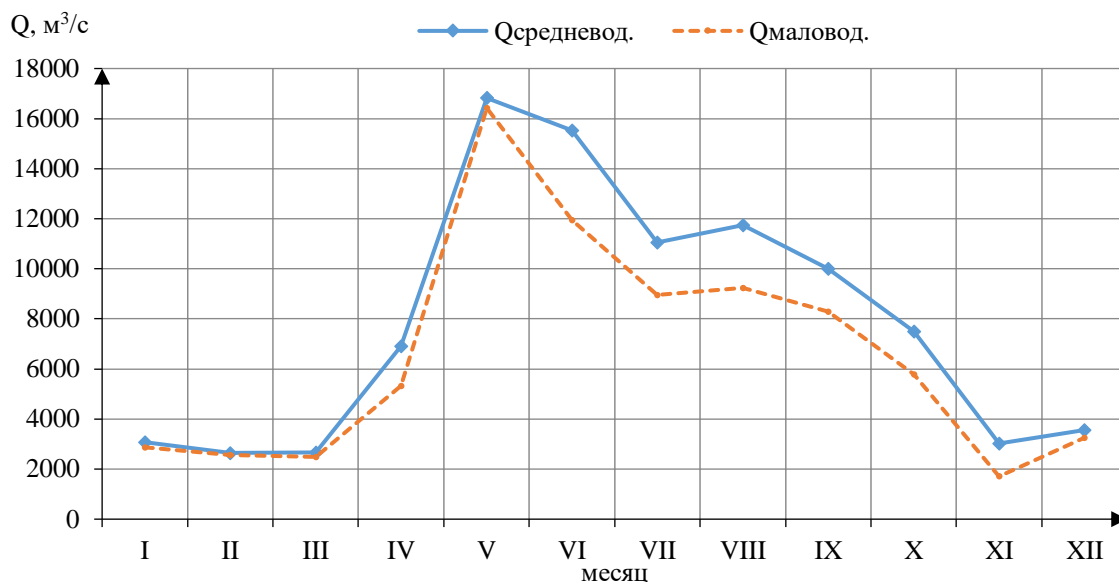


Рисунок 2.2 – Расчетные гидрографы маловодного и средневодного лет

2.1.2 Определения вида регулирования стока водохранилищем

Для определения вида регулирования стока водохранилище рассчитывают коэффициент зарегулированности стока по формуле:

$$\beta = \frac{V_{\text{пол}}}{W_{\text{ср.мн}}}, \quad (2.7)$$

где $V_{\text{пол}}$ – полезный объем водохранилища;
 $W_{\text{ср. мн.}}$ – объем среднемноголетнего стока реки.

Если $\beta < 0,1$ регулирование считается суточным, если $\beta > 0,1$ – годичным. Объем среднемноголетнего стока реки определяется по формуле:

$$W_{\text{ср. мн}} = \frac{3600 \cdot 24 \cdot 365 \cdot Q_{\text{ср}}}{10^9}, \quad (2.8)$$

где $Q_{\text{ср}}$ – среднегодовой расход реки (из таблицы 1.8 $Q_{\text{ср}} = 7934 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$)

$$W_{\text{ср}} = \frac{3600 \cdot 24 \cdot 365 \cdot 7934}{10^9} = 250,2 \text{ км}^3.$$

Полезный объем рассчитывается по формуле:

$$V_{\text{пол}} = \frac{1}{3} \cdot V_{\text{НПУ}} = \frac{1}{3} \cdot 75,17 = 25,06 \text{ км}^3. \quad (2.9)$$

Соответственно:

$$\beta = \frac{V_{\text{пол}}}{W_{\text{ср.мн}}} = \frac{25,06}{250,02} = 0,1.$$

Если $\beta < 0,1$ регулирование считается суточным, если $\beta > 0,1$ – годовым. Получилось $\beta > 0,1$ – годовое регулирование.

2.2 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС

2.2.1 Расчет режима работы ГЭС без регулирования с учетом требований санитарного пропуска

Для расчетов используются данные из таблиц 1.6 и 1.7. Формулы, используемые для расчетов [2]:

1) суммарные потери, вычисляются по формуле:

$$\sum Q_{\text{пот}} = Q_{\text{исп}} + Q_{\text{льдообр}} + Q_{\text{ф}} + Q_{\text{шлюз}}, \quad (2.10)$$

где $Q_{\text{исп}}$ – потери на испарения;
 $Q_{\text{льдообр}}$ – потери на льдообразование;
 $Q_{\text{ф}}$ – фильтрационные потери;
 $Q_{\text{шлюз}}$ – потери на шлюзование.

2) Полезный объем, рассчитывается по формуле:

$$Q_{\text{п}i} = Q_i - \sum Q_{\text{пот}i}, \quad (2.11)$$

где Q_i – расход средневодного года в i месяц;
 $\sum Q_{\text{пот}i}$ – суммарные потери в i месяц.

3) расход в НБ, рассчитывается по формуле:

$$Q_{\text{нб}i} = Q_i + Q_{\text{ф}}, \quad (2.12)$$

где Q_i – то же, что и в формуле (2.11);
 $Q_{\text{ф}}$ – то же, что и в формуле (2.10).

4) отметка ВБ, равная отметке НПУ;

5) отметка НБ, рассчитывается по зимней и летней кривым полинома (рисунок 1.2);

6) напор, рассчитывается по формуле:

$$H_i = Z_{вбi} - Z_{нбi} - \Delta h, \quad (2.13)$$

где $Z_{вбi}$ – отметка ВБ в i месяц;
 $Z_{нбi}$ – отметка НБ в i месяц;
 Δh – потери напора.

7) мощность ГЭС, рассчитывается по формуле:

$$N_{гэс i} = \frac{k_N \cdot Q_{п i} \cdot H_i}{1000}, \quad (2.14)$$

где $Q_{п i}$ – полезный объем в i месяц;
 H_i – напор в i месяц;
 k_N – коэффициент мощности.

8) мощность сан попуска, рассчитывается по формуле:

$$N_{сан i} = \frac{k_N \cdot Q_{сан i} \cdot H_i}{1000}, \quad (2.15)$$

где $Q_{сан i}$ – расход сан попуска в i месяц;
 H_i – напор в i месяц;
 k_N – коэффициент мощности.

9) гарантированная мощность, рассчитывается по формуле:

$$\Delta N_i = N_{гэс i} - N_{сан i}, \quad (2.16)$$

где $N_{гэс i}$ – то же, что и в формуле (2.14);
 $N_{сан i}$ – то же, что и в формуле (2.15).

10) выработка, рассчитывается по формуле:

$$\Delta \mathcal{E}_i = \Delta N_i \cdot 24, \quad (2.17)$$

где ΔN_i – то же, что и в формуле (2.16).

Полученные расчеты заносим в таблицу 2.6.

Таблица 2.6 – Режим работы ГЭС без регулирования

Показатель	ед.изм	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Qбыт 90%	м³/с	2870	2575	2474	5324	16420	11939	8947	9248	8293	5773	1708	3253
Потребление	м³/с	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Фильтрация	м³/с	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Испарение	м³/с	0,0	0,0	0,0	0,0	30,0	43,0	57,0	43,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Льдообразование	м³/с	-30,0	-40,0	-30,0	-10,0	140,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-30,0
QГЭС	м³/с	2835	2530	2439	5309	16525	11891	8885	9200	8288	5768	1703	3218
Zвб	м	136,0	136,0	136,0	136,0	136,0	136,0	136,0	136,0	136,0	136,0	136,0	136,0
Qнб	м³/с	2840	2535	2444	5314	16530	11896	8890	9205	8293	5773	1708	3223
Zнб(Qнб)	м	67,25	67,15	67,11	67,36	68,68	68,37	68,01	68,04	67,94	67,45	66,82	67,37
НГЭС,быт	м	67,7	67,8	67,8	67,5	66,2	66,5	66,9	66,9	67,0	67,4	68,1	67,5
НГЭС(быт)	МВт	1573	1406	1355	2940	8974	6488	4874	5044	4551	3190	951	1782
Qвхк	м³/с	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000
Zнб(Qвхк)	м	66,95	66,95	66,95	66,58	66,58	66,58	66,58	66,58	66,58	66,58	66,95	66,95
Н(ВХК)	м	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68
N(ВХК)	МВт	1114	1114	1114	1120	1120	1120	1120	1120	1120	1120	1114	1114

Целью данных расчетов является примерное нахождение значений ΔN и $\Delta \Delta$ за сутки каждого месяца для облегчения расчетов следующего этапа – ВЭР.

2.2.2 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС

Целью ВЭР является расчет сработки – наполнения водохранилища для суток каждого месяца, а также, совместно с расчетом сработки, построение баланса энергии. Нам понадобятся значения годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы.

Данные графики необходимы для построения баланса мощностей (график максимальных мощностей) и баланса энергий (график средних мощностей). Кроме того, график среднемесячных мощностей в дальнейшем будет использоваться при регулировании годового стока (таблица 2.7, рисунок 2.3)

Для построения максимального графика необходимо из летних и зимних суточных графиков энергосистемы выделить максимум потребления зимой и летом.

Таблица 2.7 – Значения для годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Месяц	b_T	P_{max} , МВт	$P_{ср}$, МВт
1	0,95	28541	25891
2	0,95	27648	25071
3	0,95	26103	23661
4	0,95	24319	22035

Продолжение таблицы 2.7

Месяц	bt	Pmax, МВт	Pcp, МВт
5	0,95	22774	20626
6	0,95	21881	19810
7	0,95	21881	19810
8	0,95	22774	20626
9	0,95	24319	22035
10	0,95	26103	23661
11	0,95	27648	25071
12	0,95	28541	25891

Изобразим баланс мощности по данным таблицы 2.7 на рисунке 2.3.

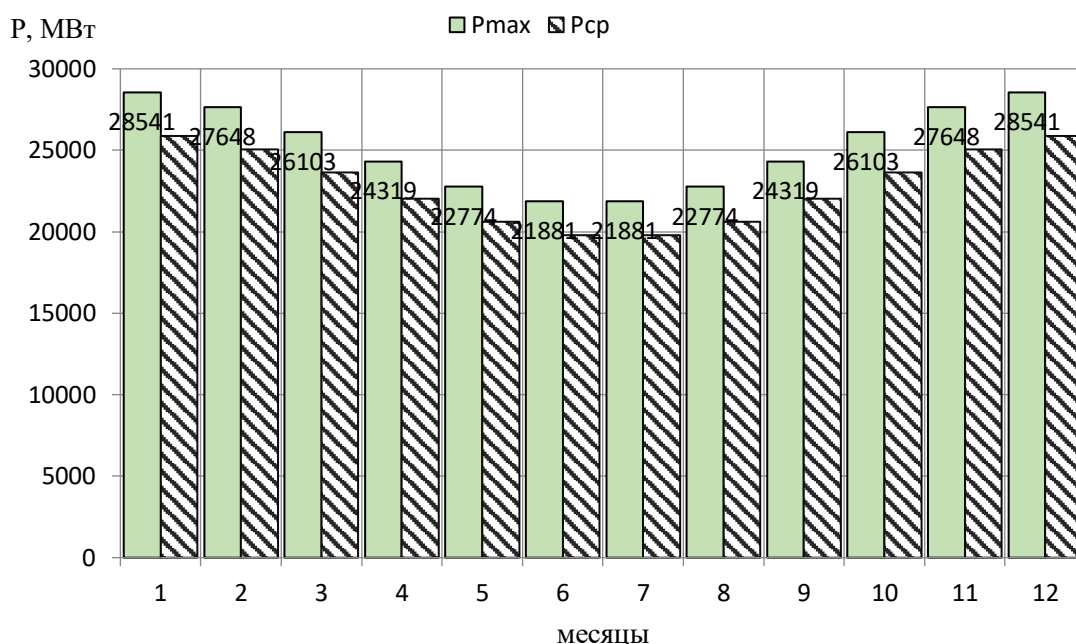


Рисунок 2.3 – Баланс мощности

Далее, выполняется расчет сработки – наполнения водохранилища:

Расчет начат с момента, когда водохранилище наполнено, то есть уровень воды в нем равен НПУ = 136 м. Результатом сработки маловодного года является получение отметки УМО (минимальной отметки верхнего бьефа), которая равна 113,79 м.

По кривой связи объемов водохранилища определяется полезный объем водохранилища. Определение полезного объема водохранилища:

$$V_{\text{полез}} = 41,38 \text{ км}^3.$$

Сработка водохранилища производится по следующим сценариям:

- способ 1: работа ГЭС с мощностями, равными мощностям, принятым в маловодном году;
- способ 2: работа ГЭС по режиму уровня в расчетном маловодном году ;

–способ 3: работа ГЭС по следующей схеме:

а) среднеинтервальная мощность в первом месяце сработки водохранилища считается равной мощности ГЭС маловодного года; за счет большего, чем в маловодных условиях, притока воды, в конце этого месяца уровень воды в водохранилище будет выше, чем в маловодном году, и в водохранилище появится дополнительный запас воды;

б) во втором месяце сработки среднемесячная мощность ГЭС принимается равной сумме мощности ГЭС в маловодном году (в этом же месяце) и мощности, которая может быть получена за счет, сработки запасенного в предыдущем месяце дополнительного (по сравнению с маловодным годом) объема воды;

в) порядок расчета среднемесячной мощности в третьем месяце сработки аналогичен предыдущему; для последнего месяца сработки водохранилища принимается общее для всех вариантов условие достижения отметки УМО.

Таблица 2.8 – Баланс энергии энергосистемы при работе проектируемой ГЭС с расходами 90% обеспеченности

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Нср, МВт	25891	25071	23661	22035	20626	19810	19810	20626	22035	23661	25071	25891
НГЭС гар.сущ, МВт	14000	14000	14000	14000	14000	14000	14000	14000	14000	14000	14000	14000
НГЭС гар.проект, МВт	4550	3731	2320	1090	3558	2820	1495	3822	3410	2320	3731	4550
НТЭС, МВт	7341	7341	7341	6944	3068	2990	4315	2804	4625	7341	7341	7341

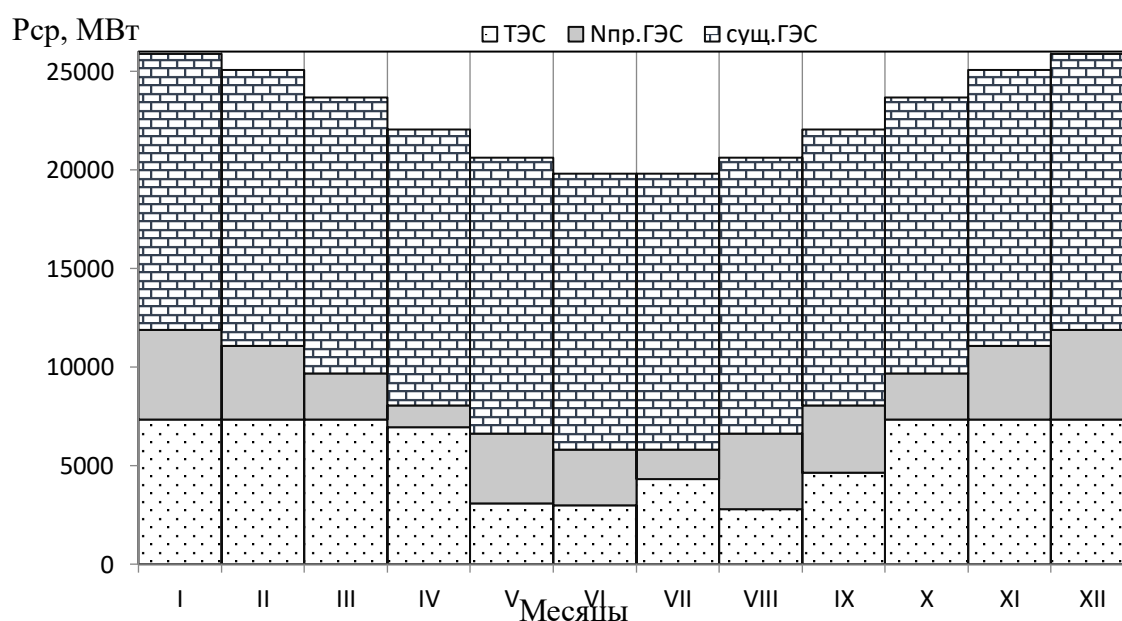


Рисунок 2.4 – Баланс энергии энергосистемы

2.2.3. Водно-энергетический расчет режима работы проектируемой ГЭС в среднем по водности году

Целью водно-энергетического расчета режима работы проектируемой ГЭС в средневодном году является определение среднемноголетней выработки электроэнергии.

Расчет режима работы проектируемой ГЭС с расходами 50% обеспеченности осуществляется аналогично расчету при выборе гарантированных мощностей в маловодном году.

При выполнении расчета необходимо выполнять все вышеперечисленные требования, относящиеся к водно-энергетическим расчетам маловодного года, к которым добавляется еще одно существенное, а именно, так как установленная мощность проектируемой ГЭС на данном этапе расчета определена, мощность проектируемой ГЭС, рассчитываемая при расходах средневодного года не должна превышать значение 4550 МВт. А также, в средневодном году, с целью не превышения отметки ВБ выше НПУ, допустимо производить холостые сбросы воды. Расчет сведен в таблицу 1.19, см. приложение.

Срабатывать водохранилище начинаем с сентября месяца, в напряженный для энергосистемы период. Алгоритм расчета следующий: в каждом расчетном месяце полученная мощность средневодного года должна быть не меньше мощности соответствующего месяца в маловодном году, то есть не меньше $N_{\text{гар}}$. С целью получения максимальной выработки сработку водохранилища до отметки УМО осуществляем как можно ближе к наступлению половодья, с тем, чтобы как можно дольше работать на повышенных напорах. Заполнение водохранилища до отметки НПУ осуществляем как можно раньше, с тем, чтобы как можно раньше выйти на работу на повышенных напорах.

Выработку электроэнергии в каждом расчетном месяце определим по следующему выражению:

$$Э_{\text{мес.}} = N_{\text{ГЭС}} \cdot t = N_{\text{ГЭС}} \cdot t_{\text{сут}} \cdot 24 \text{ ч, МВт} \cdot \text{ч,} \quad (2.18)$$

где $t_{\text{сут}}$ – количество суток в расчетном месяце.

Среднемноголетняя выработка электроэнергии:

$$Э_{\text{ГОД}} = \sum Э_{\text{мес.}} / 10^9 = 31,49 \text{ млрд кВт} \cdot \text{ч.} \quad (2.19)$$

График сработки и наполнения водохранилища Енисейской ГЭС представлен на рисунке 2.5.

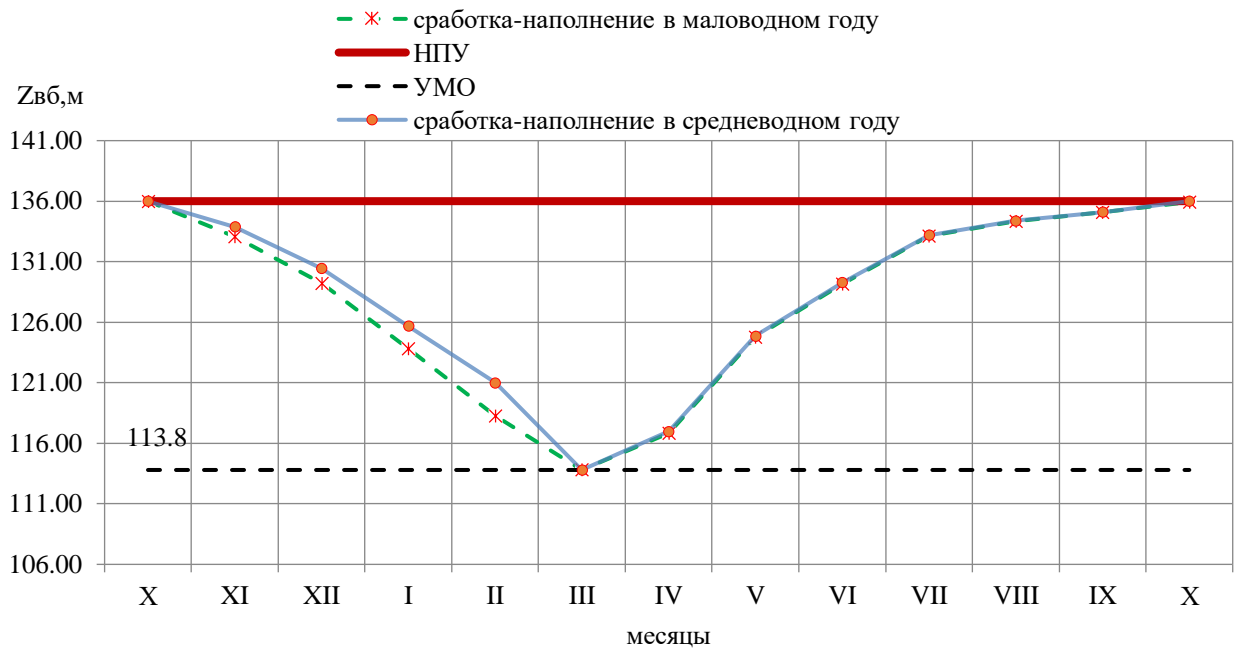


Рисунок 2.5 – График сработки-наполнения водохранилища в маловодном и средневодном году

Таблицы расчетов сработки – наполнения водохранилища в средневодном и маловодном году представлены в таблице 2.9 и 2.10.

Таблица 2.9 – Водно - энергетические расчеты режима работы проектируемой ГЭС в маловодном году

t мес	Q _{пр.90%}	Q _{вдхр}	ΔQ _{потр}	ΔQ _ф	ΔQ _{ис}	ΔQ _{лд}	Q _{вжк}	Q _{ГЭС}	Q _{нб}	V _{вб Н}	ΔV	V _{вб К}	Z _{вб Н}	Z _{вб к}	Z _{вб ср}	Z _{нб}	H	N _{ГЭС гар}
XI	1708	5324	0	5	0	0	2000	7027	7032	124,15	13,80	110,35	136,00	133,07	134,5	68,4	65,1	3658
XII	3253	5850	0	5	0	-30	2000	9068	9073	110,35	15,67	94,68	133,07	129,22	131,1	68,6	61,4	4477
I	2870	6978	0	5	0	-30	2000	9813	9818	94,68	18,69	75,99	129,22	123,84	126,5	68,7	56,8	4477
II	2575	6374	0	5	0	-40	2000	8904	8909	75,99	15,42	60,57	123,84	118,25	121,0	68,6	51,3	3658
III	2474	3665	0	5	0	-30	2000	6104	6109	60,57	9,82	50,76	118,25	113,80	116,0	68,2	46,7	2247
IV	5324	-2500	0	5	0	-10	2000	2809	2814	50,76	-6,48	57,24	113,80	116,84	115,3	66,81	47,4	1092
V	16420	-8118	0	5	30	140	2000	8407	8412	57,24	-21,74	78,98	116,84	124,77	120,8	67,97	51,7	3567
VI	11939	-6000	0	5	43	0	2000	5891	5896	78,98	-15,55	94,53	124,77	129,18	127,0	67,53	58,4	2819
VII	8947	-6000	0	5	57	0	2000	2885	2890	94,53	-16,07	110,60	129,18	133,13	131,2	66,83	63,2	1496
VIII	9248	-2000	0	5	43	0	2000	7200	7205	110,60	-5,36	115,96	133,13	134,32	133,7	67,77	64,9	3829
IX	8293	-1400	0	5	0	0	2000	6888	6893	115,96	-3,63	119,59	134,32	135,09	134,7	67,72	65,9	3722
X	5773	-1520	0	5	0	0	2000	4248	4253	119,59	-4,07	123,66	135,09	135,91	135,5	67,8	66,7	2247
Z _{вб min} =УМО														113,80				

Таблица 2.10 – Сработка – наполнение водохранилища в средневодном году

t мес	Q _{50%}	Q _{влхр}	Q _{хх}	ΔQ _{потр}	ΔQ _ф	ΔQ _{ис}	ΔQ _{лд}	Q _{вхк}	Q _{ГЭС}	Q _{нб}	V _{вб Н}	ΔV	V _{вб К}	Z _{вб Н}	Z _{вб к}	Z _{вб ср}	Z _{нб}	H	N _{ГЭС гар}	Э, МВт·ч
XI	3023	3965	0	0	5	0	0	2000	6983	6988	124,15	10,28	113,87	136,00	133,87	134,9	68,4	65,5	3658	2,70*10 ⁶
XII	3556	5399	0	0	5	0	-30	2000	8920	8925	113,87	14,46	99,41	133,87	130,44	132,2	68,6	62,4	4477	3,40*10 ⁶
I	3084	6505	0	0	5	0	-30	2000	9554	9559	99,41	17,42	81,99	130,44	125,69	128,1	68,7	58,3	4477	3,40*10 ⁶
II	2647	5915	0	0	5	0	-40	2000	8517	8522	81,99	14,31	67,68	125,69	121,00	123,3	68,6	53,7	3658	2,52*10 ⁶
III	2671	6320	2978	0	5	0	-30	2000	5978	8961	67,68	16,93	50,75	121,00	113,80	117,4	68,6	47,7	2247	1,74*10 ⁶
IV	6898	-2625	0	0	5	0	-10	2000	4258	4263	50,75	-6,80	57,56	113,80	116,98	115,4	67,17	47,1	1645	1,18*10 ⁶
V	16820	-8120	0	0	5	30	140	2000	8805	8810	57,56	-21,75	79,31	116,98	124,88	120,9	68,03	51,8	3740	2,78*10 ⁶
VI	15523	-6000	0	0	5	43	0	2000	9475	9480	79,31	-15,55	94,86	124,88	129,27	127,1	68,12	57,8	4494	3,24*10 ⁶
VII	11054	-6000	0	0	5	57	0	2000	4992	4997	94,86	-16,07	110,93	129,27	133,21	131,2	67,34	62,8	2570	1,91*10 ⁶
VIII	11746	-2000	900	0	5	43	0	2000	8798	9703	110,93	-5,36	116,28	133,21	134,40	133,8	68,15	64,5	4656	3,46*10 ⁶
IX	10004	-1300	0	0	5	0	0	2000	8699	8704	116,28	-3,37	119,65	134,40	135,11	134,8	68,01	65,6	4682	3,37*10 ⁶
X	7495	-1670	1550	0	5	0	0	2000	4270	5825	119,65	-4,47	124,13	135,11	136,00	135,6	68,2	66,3	2247	1,73*10 ⁶
Эср.многолет=																				33,18

2.3 Баланс мощности энергосистемы

Для заданного графика нагрузки объединенной энергосистемы Сибири определяем коэффициенты плотности суточного летнего $\beta_{сут}^л$ и зимнего $\beta_{сут}^з$ графиков нагрузки, а также коэффициент летнего снижения нагрузки относительно зимнего статического максимума $\beta_{сут}^л = P_{ср}/P_{max} = 0,95$; $\beta_{сут}^з = P_{ср}/P_{max} = 0,95$; $\alpha_{лет} = \frac{P_{max}^{лет}}{P_{max}^{зим}} = 0,76$ (летний суточный график нагрузки соответствует нагрузкам, сложившимся в данной ОЭС Сибири 22.06.2018 года, и соответственно, зимний суточный график нагрузки соответствует нагрузкам за сутки 21.12.2018 года).

Суточные графики нагрузки сведем в таблицу 2.11. Для построения интегральной кривой нагрузки ранжируем нагрузку в течение суток в убывающем порядке, делим на зоны, соответствующие приращениям нагрузки, определяем выработку электроэнергии в данной зоне. Расчет координат интегральной кривой нагрузки сведем в таблицы 2.12 и 2.13 для летнего и зимнего периодов соответственно. Суточные графики нагрузки и интегральная кривая нагрузки для зимнего периода представлены на рисунке 2.6.

Таблица 2.11 – Суточные графики нагрузки

№ часа	Зима	Лето
	P _{тз} , МВт	P _{тл} , МВт
1	25463	18628
2	26042	18953
3	27034	19760
4	27815	20352
5	28449	21260
6	28581	21657
7	28182	21764
8	28014	21560
9	27863	21657
10	27876	21759
11	27987	21458
12	28154	21421
13	28505	21439
14	28658	21572

Продолжение таблицы 2.11

№ часа	Зима	Лето
	Ptз, МВт	Pтл, МВт
15	28505	21229
16	27900	21263
17	27896	21307
18	27407	21467
19	26603	20828
20	25966	19929
21	25402	19275
22	25154	19173
23	25040	18653
24	24841	18810

Таблица 2.12 – Координаты интегральной кривой нагрузки заданной энергосистемы для зимнего периода

№ часа	Pt, МВт	ΔPt , МВт	Δt , ч	$\Delta \mathcal{E}$, МВт·ч	P Σ , МВт	$\mathcal{E}\Sigma$, МВт·ч
1	28658	77	1	77	77	77
2	28581	76	2	152	153	229
3	28505	0	3	0	153	229
4	28505	56	4	224	209	453
5	28449	267	5	1335	476	1788
6	28182	28	6	168	504	1956
7	28154	140	7	980	644	2936
8	28014	27	8	216	671	3152
9	27987	87	9	783	758	3935
10	27900	4	10	40	762	3975
11	27896	20	11	220	782	4195
12	27876	13	12	156	795	4351
13	27863	48	13	624	843	4975
14	27815	408	14	5712	1251	10687
15	27407	373	15	5595	1624	16282
16	27034	431	16	6896	2055	23178

Продолжение таблицы 2.12

№ часа	Pt, МВт	ΔPt , МВт	Δt , ч	$\Delta \Sigma$, МВт·ч	P Σ , МВт	$\Sigma \Sigma$, МВт·ч
17	26603	561	17	9537	2616	32715
18	26042	76	18	1368	2692	34083
19	25966	503	19	9557	3195	43640
20	25463	61	20	1220	3256	44860
21	25402	248	21	5208	3504	50068
22	25154	114	22	2508	3618	52576
23	25040	199	23	4577	3817	57153
24	24841	24841	24	596184	28658	653337

Таблица 2.13 – Координаты интегральной кривой нагрузки заданной энергосистемы для летнего периода

№ часа	Pt, МВт	ΔPt , МВт	Δt , ч	$\Delta \Sigma$, МВт·ч	P Σ , МВт	$\Sigma \Sigma$, МВт·ч
1	21764	5	1	5	5	5
2	21759	102	2	204	107	209
3	21657	0	3	0	107	209
4	21657	85	4	340	192	549
5	21572	12	5	60	204	609
6	21560	93	6	558	297	1167
7	21467	9	7	63	306	1230
8	21458	19	8	152	325	1382
9	21439	18	9	162	343	1544
10	21421	114	10	1140	457	2684
11	21307	44	11	484	501	3168
12	21263	3	12	36	504	3204
13	21260	31	13	403	535	3607
14	21229	401	14	5614	936	9221
15	20828	476	15	7140	1412	16361
16	20352	423	16	6768	1835	23129
17	19929	169	17	2873	2004	26002
18	19760	485	18	8730	2489	34732

Продолжение таблицы 2.13

№ часа	Pt, МВт	ΔPt, МВт	Δt, ч	ΔЭ, МВт·ч	PΣ, МВт	ЭΣ, МВт·ч
19	19275	102	19	1938	2591	36670
20	19173	220	20	4400	2811	41070
21	18953	143	21	3003	2954	44073
22	18810	157	22	3454	3111	47527
23	18653	25	23	575	3136	48102
24	18628	18628	24	447072	21764	495174

Такая процедура расчета проводится для зимы и для лета, представлена в приложении А, А.1 - А.2.

2.3 Резервы мощности энергосистемы. Определение установленной мощности проектируемой ГЭС

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв системы равен 2% $P_{\text{макс.}}^{\text{сис.}}$, аварийный резерв составляет 7% от $P_{\text{макс.}}^{\text{сис.}}$. Нагрузочный резерв расположен на существующих ГЭС и проектируемой ГЭС, аварийный резерв целесообразно размещать на ГЭС.

Планирование капитальных ремонтов оборудования энергосистемы производится с учетом технико-экономических особенностей. Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т.е. на ГЭС имеется свободная мощность. При этом продолжительность ремонта гидроагрегатов ГЭС принимается равной 30 дней, а частота их проведения – 1 раз в 6 лет.

Таким образом, ремонтный резерв проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{пр.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}}}{8} \cdot 1 \text{мес} = 569 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}, \quad (2.20)$$

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

Ремонтный резерв существующих ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{сущ.ГЭС}}}{8} \cdot 1 \text{мес} = 2862 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}, \quad (2.21)$$

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

Капитальный ремонт оборудования ТЭС можно планировать, исходя из расчета останова 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.

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{4} + \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} = \frac{3735}{4} + \frac{3735}{2} = 7962 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}, \quad (2.22)$$

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

Площадь ремонтных резервов ТЭС распределяются на несколько месяцев.

Исходя из нагрузочного резерва проектируемой ГЭС установленная мощность проектируемой станции составляет:

$$N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}} = N_{\text{раб}}^{\text{пр.ГЭС}} + N_{\text{нагр.рез.}}^{\text{пр.ГЭС}} = 4550 \text{ МВт}. \quad (2.23)$$

Расчеты баланса мощности в энергосистеме представлены в таблице 2.14.

Таблица 2.14– Баланс мощности энергосистемы при работе проектируемой ГЭС в маловодном году

месяц	Система			Сущ. ГЭС			Проект. ГЭС			ТЭС		
	Рстах	Н н.р.	Н а.р.	Нраб	Н н.р.	Н рем.	Нраб	Н н.р.	Н рем.	Нраб	Н а.р	Н рем.
I	28541	571	1998	15372	571		4550	0		8618	1998	
II	27648	553	1935	14898	553		4297	0		8454	1935	
III	26103	522	1827	14075	522		3909	0	284	8119	1827	
IV	24319	486	1702	13125	486		3461	0	284	7733	1702	
V	22774	455	1594	12302	455		3073	0		7398	1594	1490
VI	21881	438	1532	11828	438		2849	0		7204	1532	2500
VII	21881	438	1532	11828	438		2849	0		7204	1532	2500
VIII	22774	455	1594	12302	455		3073	0		7398	1594	1490
IX	24319	486	1702	13125	486	1431	3461	0		7733	1702	
X	26103	522	1827	14075	522	1431	3909	0		8119	1827	
XI	27648	553	1935	14898	553		4297	0		8454	1935	
XII	28541	571	1998	15372	571		4550	0		8618	1998	
	N уст.,МВт			22894			4550			10616		

Баланс мощности энергосистемы представлен на рисунке 2.6.

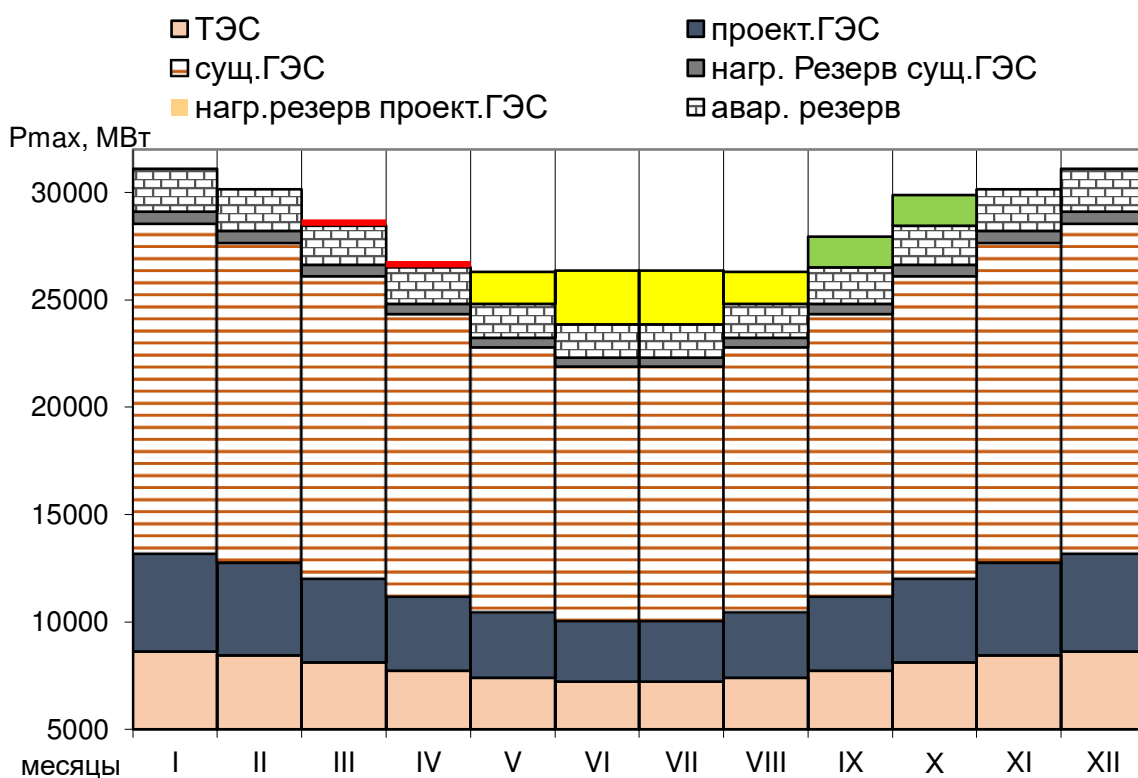


Рисунок 2.6 – Баланс мощности энергосистемы

2.4 Режимное поле

При технико-экономическом обосновании оптимального варианта основного оборудования для выбора числа и типа агрегатов необходимо учитывать следующие основные положения [2]:

- выбранные параметры оборудования должны обеспечивать эксплуатацию агрегатов и станции в целом во всех допустимых режимах работы с наибольшим КПД;

- необходимо стремиться к выбору минимального числа гидроагрегатов при возможно большей мощности каждого из них, что приводит к увеличению КПД реактивных турбин за счет масштабного эффекта, снижению стоимости основного оборудования, сокращению сроков изготовления, монтажа и численности эксплуатационного персонала проектируемой ГЭС.

Выбор оборудования с использованием главных универсальных характеристик состоит в том, чтобы для каждого рассматриваемого типа турбин, наметить такие варианты диаметра рабочего колеса и синхронной частоты вращения, при которых в области допустимых режимов по напору и расходу воды, проектируемая ГЭС работала бы с наибольшим КПД при минимальном заглублении рабочего колеса и количестве установленных агрегатов.

Необходимо определить область допустимой работы проектируемой ГЭС – построить режимное поле. Для построения режимного поля необходимо линии ограничения по напору при НПУ и УМО.

Построение этих линий по формуле:

$$H = Z_{вб} - Z_{нб} - \Delta h, \quad (2.24)$$

Отметка уровня воды в водохранилище изменяется от НПУ до УМО, отметка уровня воды в нижнем бьефе в зависимости от расхода;

Построим линии ограничения работы турбин:

1) линия ограничения по расчетной установленной мощности, строится по формуле (2.14) в зависимости от напора;

2) линия ограничения по пропускной способности ГЭС строится по следующей формуле:

$$Q_{ГЭС} = Q_{max} \cdot \sqrt{\frac{H_{ГЭС}}{H_p}}, \quad (2.25)$$

где Q_{max} – максимальная пропускная способность ГЭС при расчетном напоре.

3) ограничением слева на режимном поле является минимальный расход – ограничение по санитарному пропуску (таблица 2.6);

Результаты расчета представлены в таблице 2.15.

Таблица 2.15 – Результаты расчета режимного поля проектируемой ГЭС

Q _{нб} , м ³ /с	Z _{нб} , м	Δh, м	Z _{нпу} , м	Z _{умо} , м	Z _{вб1} , м	Напорные хар-ки			Огр. по мощности		Огр. по пропуск. способности	
						Н _{нпу} , м	Н _{умо} , м	Н _{звб1} , м	Q, м ³ /с	Н, м	Q, м ³ /с	Н, м
0	66,0	1,1	136,0	113,8	125,0	68,9	46,7	57,9	6500	85,4	10700	64,3
1700	66,5	1,1	136,0	113,8	125,0	68,4	46,2	57,4	7100	78,2	10100	57,3
3500	67,0	1,1	136,0	113,8	125,0	67,9	45,7	56,9	7700	72,1	9500	50,7
8000	67,9	1,1	136,0	113,8	125,0	67,0	44,8	56,0	8300	66,9	8900	44,5
13000	68,5	1,1	136,0	113,8	125,0	66,4	44,2	55,4	8900	62,3	8300	38,7
19000	68,8	1,1	136,0	113,8	125,0	66,1	43,9	55,1	9500	58,4	7700	33,3
28200	69,0	1,1	136,0	113,8	125,0	65,9	43,7	54,9	10100	54,9	7100	28,3
35000	69,1	1,1	136,0	113,8	125,0	65,8	43,6	54,8	10700	51,9	6500	23,7

По полученным значениям построим режимное поле с учетом ограничений по установленной мощности ГЭС и пропускной способности (рисунок 2.7).

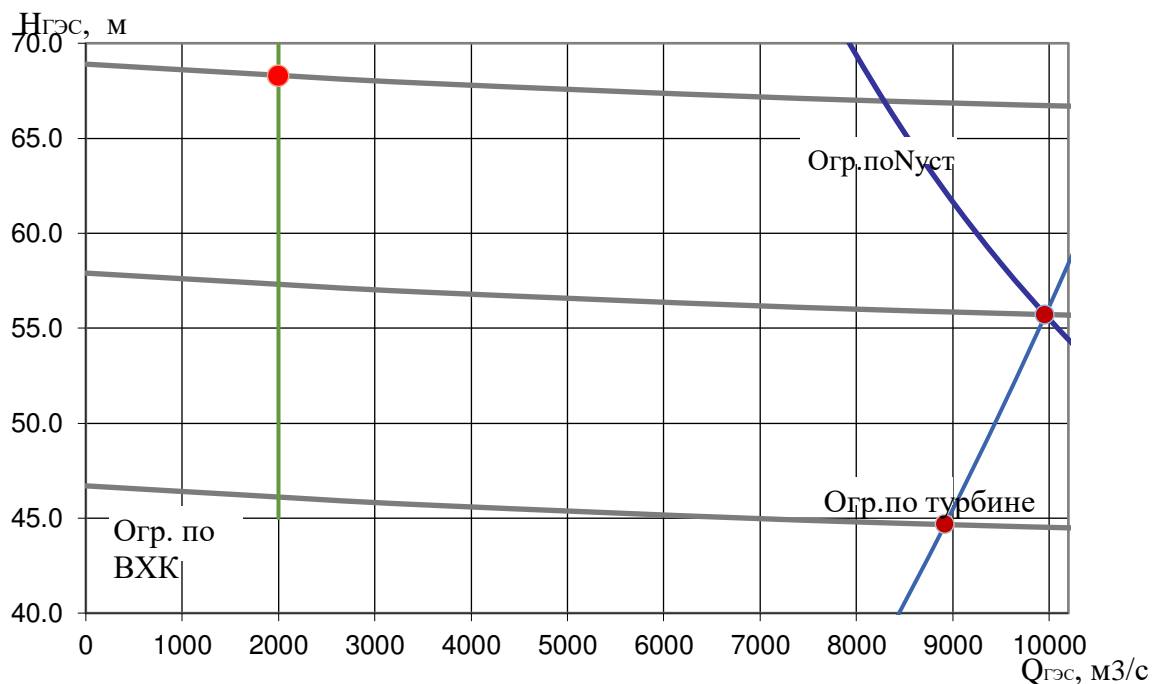


Рисунок 2.7– Режимное поле проектируемой Енисейской ГЭС по напору и расходу

По режимному полю определяем следующие параметры:

- расчетный напор $H_p=56,0$ м;
- минимальный напор $H_{min}=45,0$ м;
- максимальный напор $H_{max}=68,3$ м;
- максимальный расход $Q_{max}=9960$ м³/с.

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

3.1.1 Выбор системы и типа гидротурбины

Выбор оборудования с использованием ГУХ состоит в том, чтобы для каждого рассматриваемого типа турбин, подобрать такие варианты диаметра рабочего колеса D_1 и синхронной частоты вращения $n_{\text{синх}}$, при которых в области допустимых режимов по напору и расходу воды, гидроагрегат работал с наибольшим КПД при минимальном заглублении рабочего колеса [4].

При данном диапазоне напоров подходящие варианты занесены в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 – Параметры гидротурбин

Параметр		ПЛД70-В45°	РО75-В	ПЛ70-В
Максимальный напор гидротурбин	$H_{\text{пред}}, м$	70	75	70
Диапазон регулирования	$H_{\text{min}} / H_{\text{max}}$	0,5	0,60	0,5
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{10}, \text{мин}^{-1}$	107	83	106
Оптимальный приведенный расход	$Q'_{10}, л/с$	1020	1020	860
Оптимальный КПД модели	$\eta_{\text{мо}}$	0,907	0,92	0,902
Приведенный максимальный расход	$Q'_{\text{max}}, л/с$	1100-1300	1100-1150	1000-1300
Коэффициент кавитации	$\sigma \text{ при } Q'_{1\text{max}}$	0,27-0,40	0,16-0,18	0,27-0,45
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D'_{1\text{м}}, м$	0,345	0,46	0,46
Напор модельной турбины	$H_{\text{м}}, м$	4,5	4	4
Температура воды	$t_{\text{м}}, ^\circ\text{C}$	4,5	7	4

3.1.2 Выбор номинального диаметра рабочего колеса

- КПД натурной турбины:

$$\eta_{\text{т}} = 1 - (1 - \eta_{\text{мР1}}) \left(0,25 + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1\text{мод}}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_{\text{мод}}}{H_{\text{р}}}} \cdot \sqrt[5]{\frac{v_{\text{н}}}{v_{\text{мод}}}} \right), \quad (3.1)$$

где $\eta_{м P1}$ - КПД модельной турбины в точке P1;
 $D_{1\text{мод}}$ – диаметр модельной турбины;
 $H_{\text{мод}}$ – напор модельной турбины;
 D_1 – диаметр натурной турбины;
 H_p – расчетный напор натурной гидротурбины;
 $\nu_n, \nu_{\text{мод}}$ – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины, которые зависят от температуры воды для натуральных и модельных условий;
 ϵ – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям ($\epsilon=0,75$).

- мощность агрегата в расчетной точке:

$$N_a^* = 9.81 \cdot Q'_{IP1} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_G, \quad (3.2)$$

где Q'_{IP1} – приведенный расход в точке P1;
 η_T – КПД натурной турбины;
 η_G – КПД генератора ($\eta_G=0,97$).

- количество агрегатов:

$$Z_a^* = \frac{N_{\text{уст}}}{N_a^*}, \quad (3.3)$$

где $N_{\text{уст}}$ – установленная мощность ГЭС ($N_{\text{уст}} = 98000$ кВт);
 N_a^* – мощность агрегата.

- получившееся значение округляется до целого числа;
- пересчитывается мощность агрегата для целого числа $Z_{\text{агр}}$:

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

- поправка КПД:

$$\Delta_1 = \frac{\eta_T}{\eta_{м P1}}, \quad (3.5)$$

- частота вращения турбины:

$$n_c^* = \frac{n'_{I \text{opt}} \sqrt{\Delta_1 \cdot H_p}}{D_1}, \quad (3.6)$$

где n'_{Iopt} – приведенная частота вращения модельной гидротурбины в р. точке.

- полученное значение частоты вращения турбины округляется до стандартного значения ряда частот:

- приведенные максимальная, расчетная и минимальная частоты вращения:

$$n'_{\text{I max}} = \frac{n_c D_1}{(\Delta_1 H_{\text{min}})^{0.5}}, \quad (3.7)$$

$$n'_{\text{I p}} = \frac{n_c D_1}{(\Delta_1 H_{\text{p}})^{0.5}}, \quad (3.8)$$

$$n'_{\text{I min}} = \frac{n_c D_1}{(\Delta_1 H_{\text{max}})^{0.5}}, \quad (3.9)$$

$$n'_{\text{I max}} = \frac{300 \cdot 3}{(1,04 \cdot 33,6)^{0.5}} = 151,9 \frac{\text{об}}{\text{мин}}$$

$$n'_{\text{I p}} = \frac{300 \cdot 3}{(1,04 \cdot 35,57)^{0.5}} = 147,6 \frac{\text{об}}{\text{мин}}$$

$$n'_{\text{I min}} = \frac{300 \cdot 3}{(1,04 \cdot 37,49)^{0.5}} = 143,8 \frac{\text{об}}{\text{мин}}$$

- координаты расчетной точки натурной турбины:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T}, \quad (3.10)$$

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{24500}{9,81 \cdot 3^2 \cdot 35,57^{1,5} \cdot 0,97} = 1,35 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

Левая часть уравнения определяется подбором такой точки на линии $n'_{\text{I p}}$, чтобы произведение $Q'_I \cdot \eta_T$ в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства;

- произведение для ограничения по генератору:

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

- приведенные минимальные расходы ограничения по сан попуску:

$$Q'_{I(H_{\min})} = \frac{Q_{\min}}{Z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\min} \cdot \Delta}}, \quad (3.12)$$

$$Q'_{I(H_{\max})} = \frac{Q_{\min}}{Z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\max} \cdot \Delta}}, \quad (3.13)$$

Расчеты РО75-В стандартных диаметров представили в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры гидротурбины РО75-В

D1,м	5,6	6	6,3	6,7	7,1	7,5	8	8,5
ηм	0,893	0,893	0,893	0,893	0,893	0,893	0,893	0,893
ηт	0,934	0,934	0,935	0,935	0,936	0,936	0,937	0,937
Na*,МВТ	136,65	156,95	173,11	195,89	220,08	245,69	279,68	315,88
Za*	33,64	29,29	26,56	23,47	20,89	18,71	16,44	14,55
Za	34	30	28	24	21	20	18	15
Na,МВТ	133,8	151,7	162,5	189,6	216,7	227,5	252,8	303,3
Δр	1,046	1,046	1,047	1,047	1,048	1,048	1,049	1,049
nc*,об/мин	113,4	105,9	100,9	94,9	89,6	84,8	79,5	74,9
nc,об/мин	125	115,4	107,1	100	90,9	85,7	83,3	75
n`max, об/мин	102,0	100,9	98,3	97,6	94,0	93,6	97,0	92,8
n`p, об/мин	91,5	90,4	88,1	87,5	84,3	83,9	87,0	83,2
n`min, об/мин	82,8	81,9	79,8	79,2	76,3	76,0	78,7	75,3

Определяем окончательное положение расчетной точки. Для этого на УХ на линии $n`p$ подбираем такое сочетание кпд и расхода, чтобы выполнялось равенство согласно формуле (3.11).

Для полученной расчётной точки была построена линия ограничения по установленной мощности генератора. Для этого на линии $n`min$ соответствующей напору H_{\max} , аналогичным образом, подставив в уравнение (3.11) вместо H_p максимальный напор. Расчётные значения приведены в таблице 3.3, 3.5 и 3.7 (в данные таблицы не вошли диаметры РК при которых $Z_a > 18$).

Таблица 3.3 – Параметры гидротурбины РО75-В

Диаметр	$Q'_I \cdot \eta_T$	В расчётной точке		$Q_I^{*'} \cdot \eta_T$	В точке ограничения по генератору		a_{opt} , мм
		Q'_I , м ³ /с	η_T , о. е.		Q'_I , м ³ /с	η_T , о. е.	
РО75 – В – 850	1,05	1,11	0,915	0,78	0,87	0,91	30,3
РО75 – В – 800	0,99	1,08	0,914	0,74	0,82	0,885	29,0

Турбину РО75-В-800 далее рассматривать не будем, т.к. точка оптимума не входит в зону работы РК.

Расчеты ПЛД70-В60° стандартных диаметров представлены в таблице 3.4 и 3.5:

Таблица 3.4 – Параметры гидротурбины ПЛД70-В60°

D1, м	6,30	6,70	7,10	7,50	8,00	8,50	9,00	9,50	10,00
η_m	0,885	0,885	0,885	0,885	0,885	0,885	0,885	0,885	0,885
η_T	0,935	0,935	0,936	0,936	0,937	0,937	0,937	0,938	0,938
N'a, МВт	235,2	266,2	299,1	333,8	380,0	429,2	481,4	536,6	594,8
Z'a, шт	19,3	17,1	15,2	13,6	12,0	10,6	9,5	8,5	7,7
Za, шт	20,00	18,00	16,00	14,00	12,00	12,00	10,00	9,00	8,00
Na, МВт	227,5	252,8	284,4	325,0	379,2	379,2	455,0	505,6	568,8
Δp	1,056	1,057	1,057	1,058	1,058	1,059	1,059	1,060	1,060
n'c1, об/мин	130,6	122,9	116,0	109,8	103,0	96,9	91,6	86,8	82,4
nc1, об/мин	136,4	125,0	125,0	115,4	107,1	100,0	93,80	88,20	83,30
n1									
Nmin, об/мин	124,6	121,4	128,7	125,5	124,2	123,1	122,3	121,3	120,6
n1 Np, об/мин	111,7	108,9	115,3	112,5	111,3	110,4	109,6	108,8	108,1
n1									
Nmax, об/мин	101,2	98,6	104,4	101,8	100,8	100,0	99,3	98,5	97,9

Таблица 3.5 – Параметры гидротурбины ПЛД70-В60°

Диаметр	$Q'_I \cdot \eta_T$	В расчётной точке		$Q_I^{*'} \cdot \eta_T$	В точке ограничения по генератору		a_{opt} , мм
		Q'_I , м ³ /с	η_T , о. е.		Q'_I , м ³ /с	η_T , о. е.	
ПЛД70 – В60 – 1000	1,44	Нет расч. точки		1,06	-	-	-
ПЛД70 – В60 – 950	1,40	1,58	0,883	1,04	1,16	0,901	30,8
ПЛД70 – В60 – 900	1,41	1,59	0,884	1,05	1,17	0,901	31,0
ПЛД70 – В60 – 850	1,32	1,48	0,8905	0,98	1,09	0,903	29,8

Продолжение таблицы 3.5

Диаметр	$Q'_I \cdot \eta_T$	В расчётной точке		$Q'^*_{I'} \cdot \eta_T$	В точке ограничения по генератору		$a_{опл},$ мм
		$Q'_I, \text{м}^3/\text{с}$	$\eta_T, \text{о. е.}$		$Q'_I, \text{м}^3/\text{с}$	$\eta_T, \text{о. е.}$	
ПЛД70 – В60 – 800	1,49	Нет расч.точки		1,10	-	-	-
ПЛД70 – В60 – 750	1,45	Нет расч.точки		1,08	-	-	-
ПЛД70 – В60 – 710	1,26	1,41	0,893	0,93	1,03	0,9055	29,7
ПЛД70 – В60 – 670	1,41	1,59	0,884	1,05	1,17	0,901	31,0

Расчеты ПЛ70-В стандартных диаметров представлены в таблице 3.6 и 3.7:

Таблица 3.6 – Параметры гидротурбины ПЛ70-В

D1,м	6,30	6,70	7,10	7,50	8,00	8,50	9,00	9,50	10,00
η_m	0,872	0,872	0,872	0,872	0,872	0,872	0,872	0,872	0,872
η_T	0,926	0,926	0,927	0,927	0,928	0,928	0,929	0,929	0,930
N'a,МВт	199,3	225,6	253,4	282,9	322,1	363,8	408,0	454,8	504,2
Z'a,шт	22,8	20,2	18,0	16,1	14,1	12,5	11,2	10,0	9,0
Za,шт	24,00	21,00	18,00	18,00	15,00	14,00	12,00	10,00	9,00
Na,МВт	189,6	216,7	252,8	252,8	303,3	325,0	379,2	455,0	505,6
Δp	1,062	1,062	1,063	1,064	1,064	1,065	1,065	1,066	1,066
$n'c1, \text{об/мин}$	129,7	122,0	115,2	109,1	102,3	96,3	91,0	86,2	81,9
$nc1, \text{об/мин}$	136,4	125,0	125,0	115,4	107,1	100,0	93,8	88,2	83,3
$n1 \text{ Hmin}, \text{об/мин}$	124,3	121,1	128,3	125,1	123,8	122,8	121,9	121,0	120,3
$n1 \text{ Hр}, \text{об/мин}$	111,4	108,6	115,0	112,1	111,0	110,1	109,3	108,5	107,8
$n1 \text{ Hmax}, \text{об/мин}$	100,9	98,3	104,2	101,5	100,5	99,7	99,0	98,2	97,6

Таблица 3.7 – Параметры гидротурбины ПЛ70-В

Диаметр	$Q'_I \cdot \eta_T$	В расчётной точке		$Q'^*_{I'} \cdot \eta_T$	В точке ограничения по генератору		$a_{опл},$ мм
		$Q'_I, \text{м}^3/\text{с}$	$\eta_T, \text{о. е.}$		$Q'_I, \text{м}^3/\text{с}$	$\eta_T, \text{о. е.}$	
ПЛ70 – В60 – 1000	1,27	Нет расч.точки		0,94	-	-	-
ПЛ70 – В60 – 950	1,26	Нет расч.точки		0,94	-	-	-
ПЛ70 – В60 – 900	1,17	1,34	0,875	0,87	0,97	0,900	39,5
ПЛ70 – В60 – 850	1,13	1,28	0,883	0,84	0,93	0,9005	38,2

Продолжение таблицы 3.7

Диаметр	$Q'_I \cdot \eta_T$	В расчётной точке		$Q_I^{*'} \cdot \eta_T$	В точке ограничения по генератору		$a_{опл},$ мм
		$Q'_I, \text{м}^3/\text{с}$	$\eta_T, \text{о. е.}$		$Q'_I, \text{м}^3/\text{с}$	$\eta_T, \text{о. е.}$	
ПЛ70 – В60 – 800	1,19	1,36	0,873	0,88	0,98	0,9001	40,2
ПЛ70 – В60 – 750	1,13	1,28	0,884	0,84	0,93	0,9006	38,7
ПЛ70 – В60 – 750	1,26	Нет расч. точки		0,93	-	-	-

3.1.3 Проверка работы гидротурбины при ограничении по минимальному расходу

Линию ограничения по минимальному расходу ($Q_{\min} = 400 \text{ м}^3/\text{с}$) с режимного поля пересчитаем в координату универсальной характеристики для двух значений напора H_{\max} и H_{\min} по формуле:

$$Q'_I = \frac{Q_{\min}}{Z_a \cdot D_1^2 \sqrt{\Delta p \cdot H}} \quad (3.14)$$

Результаты расчета сведем в таблице 3.8

Таблица 3.8 – Координаты линии ограничения по минимальному расходу

Тип турбины	Количество агрегатов для пропуска $Q_{вхк}$	Координаты ограничения по минимальному расходу $Q'_I, \text{м}^3/\text{с}$	
		При H_{\max}	При H_{\min}
Р075 – В – 850	5	0,65	0,81
ПЛД70 – В60 – 950	3	0,87	1,07
ПЛД70 – В60 – 900	4	0,73	0,89
ПЛД70 – В60 – 850	4	0,81	1,00
ПЛД70 – В60 – 710	5	0,93	1,15
ПЛД70 – В60 – 670	6	0,87	1,08
ПЛ70 – В60 – 900	4	0,72	0,89
ПЛ70 – В60 – 850	4	0,81	1,00

Продолжение таблицы 3.8

Тип турбины	Количество агрегатов для пропуска $Q_{вхк}$	Координаты ограничения по минимальному расходу $Q'_l, \text{ м}^3/\text{с}$	
		При H_{max}	При H_{min}
ПЛ70 – В60 – 800	5	0,73	0,90
ПЛ70 – В60 – 750	6	0,70	0,86

Рабочее поле гидротурбин РО75-В-850, ПЛД-В60° и ПЛ70-В приведено в приложениях (приложения Б, рисунок Б.1-Б.5), ГЭС-аналог приведен в приложениях (приложения Б, рисунок Б.6).

3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её безкавитационной работы

Отметка расположения РК гидротурбины для обеспечения её безкавитационной работы определяется по формуле:

$$\nabla Z_{р.к.} = Z_{нб}(Q_{нб}) + H_s, \quad (3.15)$$

где $Z_{нб}(Q_{нб})$ – отметка уровня воды в НБ при расходе, соответствующем расчетному значению высоты отсасывания.

Расчетное значение высоты отсасывания H_s определяется наиболее неблагоприятным с точки зрения кавитации режимом работы гидротурбинного оборудования. Анализ кавитационной характеристики показывает, что наиболее опасными с точки зрения кавитации, т.е. требующими наибольшего заглубления являются, как правило, три режима:

- для максимального напора H_{max} и номинальной мощности;
- для расчетного напора H_p и номинальной мощности;
- для минимального напора H_{min} и номинальной мощности.

Высота отсасывания определяется по формуле:

$$H_s = B - \frac{Z_{нб}(Q_{нб})}{900} - \sigma \cdot H - \Delta H_s + \Delta Z_{х.пл}, \quad (3.16)$$

где B – барометрическое давление (10,3 м вод.ст);

ΔH_s – дополнительное заглубление рабочего колеса, учитывающее неточности определения σ при модельных испытаниях, масштабный эффект и антикавитационный запас (1,5 м);

σ – коэффициент кавитации, определяемый по главной универсальной характеристике для расчетных условий;

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

$\Delta Z_{х.пл.}$ – разность высотных отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин. Для осевых горизонтальных капсульных турбин (ПЛ-ГК) $\Delta Z_{х.пл.} = -D_1/2$; для осевых вертикальных ПЛ-турбин $\Delta Z_{х.пл.} = 0$; для вертикальных ПЛД и РО-турбин $\Delta Z_{х.пл.} = B_0/2$.

Высота направляющего аппарата натурной турбины B_0 с модели:

$$B_0 = \frac{B_{0м} \cdot D_{1н}}{D_{1м}}, \quad (3.17)$$

где $B_{0м}$, $D_{1м}$ – соответственно высота направляющего аппарата и диаметр рабочего колеса модельной гидротурбины.

Была рассчитана отметка установки рабочего колеса при каждой из вычисленных высот отсасывания по кривой связи нижнего бьефа. Отметка установки рабочего колеса в поворотно-лопастных турбинах отсчитывается от уровня нижнего бьефа до оси поворота лопастей.

При H_{max} :

$$Z_{PK}(H_{max}) = Z_{нб} (Q (H_{max})) + H_s(H_{max})$$

При H_p :

$$Z_{PK}(H_{расч}) = Z_{нб} (Q (H_{расч})) + H_s(H_{расч})$$

При H_{min} :

$$Z_{PK}(H_{min}) = Z_{нб} (Q (H_{min})) + H_s(H_{min})$$

3.2.1 Работа одного гидроагрегата с установленной мощностью и H_{max}

На главной универсальной характеристике в точке пересечения линии ограничения по генератору и приведённой частоты вращения n'_{lmin} , определяем координаты приведённого расхода и коэффициент кавитации.

Далее пересчитываем координату универсальной характеристики в расход для натурной турбины по формуле:

$$Q_a = Q'_I \cdot Z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H}, \quad (3.18)$$

где Z_a – минимальное количество работающих агрегатов для обеспечения санитарного попуска.

Для турбины ПЛ70-В-750 : $Q'_I = 0,93 \text{ м}^3/\text{с}$, $\sigma = 0,23$.

Пересчитаем эту точку для натурной турбины:

$$Q_a = 0,93 \cdot 7,5^2 \cdot 6 \cdot \sqrt{1,064 \cdot 68,3} = 2675 \text{ м}^3/\text{с}$$

По кривой связи нижнего бьефа определяем $Z_{\text{НБ}}(Q_a) = 66,79 \text{ м}$.

Определяем высоту отсасывания по формуле (3.16):

$$H_{S1} = 10 - \frac{66,79}{900} - 0,23 \cdot 68,3 \cdot 1,10 - 1,5 + 0 = -8,85 \text{ м}.$$

Остальные диаметры и типы рабочих колёс рассчитываем аналогичным методом.

3.2.2 Работа одного гидроагрегата с расчетной мощностью и $H_{\text{расч}}$

На главной универсальной характеристике в расчётной точке соответствующей приведённой частоты вращения $n'_{\text{пр}}$, определяем координаты приведённого расхода и коэффициент кавитации.

Далее рассчитываем аналогично п.п.3.2.1.

Для турбины ПЛ70-В-750 : $Q'_I = 1,28 \text{ м}^3/\text{с}$, $\sigma = 0,44$:

$$Q_a = 1,28 \cdot 7,5^2 \cdot 6 \cdot \sqrt{1,064 \cdot 56,0} = 3682 \text{ м}^3/\text{с}$$

По кривой связи нижнего бьефа определяем $Z_{\text{НБ}}(Q_a) = 67,05 \text{ м}$.

Определяем высоту отсасывания по формуле (3.16):

$$H_{S2} = 10 - \frac{67,05}{900} - 0,44 \cdot 56,0 \cdot 1,10 - 1,5 + 0 = -18,68 \text{ м}.$$

Остальные диаметры и типы рабочих колёс рассчитываем аналогичным методом.

3.2.3 Работа одного гидроагрегата с N_{min} и соответствующей мощностью на линии ограничения пропускной способности турбины

На главной универсальной характеристике в точке пересечения линии ограничения по турбине и приведённой частоты вращения n'_{min} , определяем координаты приведённого расхода и коэффициент кавитации.

Далее рассчитываем аналогично п.п.3.2.1.

Для турбины ПЛ70-В-750 : $Q'_l = 1,21 \text{ м}^3/\text{с}$, $\sigma = 0,405$:

$$Q_a = 1,21 \cdot 7,5^2 \cdot 6 \cdot \sqrt{1,064 \cdot 45,0} = 3481 \text{ м}^3/\text{с}$$

По кривой связи нижнего бьефа определяем $Z_{НБ}(Q_a) = 67,00 \text{ м}$.

Определяем высоту отсасывания по формуле (3.16):

$$H_{S3} = 10 - \frac{67,00}{900} - 0,405 \cdot 45,0 \cdot 1,10 - 1,5 + 0 = -11,62 \text{ м}.$$

Остальные диаметры и типы рабочих колёс рассчитываем аналогичным методом.

Результаты расчета сведем в таблице 3.9

Таблица 3.9 – Результаты расчета высоты отсасывания гидротурбин

Тип турбины	Z_a , шт	n_c , об/мин	N_a , МВт	H_{s1} , м	H_{s2} , м	H_{s3} , м
РО75 – В – 850	15	75,0	303,3	+4,17	+1,40	+2,23
ПЛД70 – В60 – 950	9	88,2	505,6	-13,68	-25,5	-12,91
ПЛД70 – В60 – 900	10	93,8	455,0	-14,12	-26,18	-13,12
ПЛД70 – В60 – 850	12	100,0	379,2	-10,80	-20,39	-9,82
ПЛД70 – В60 – 710	16	125,0	252,8	-8,72	-17,79	-8,01
ПЛД70 – В60 – 670	18	125,0	284,4	-14,63	-26,46	-13,51
ПЛ70 – В60 – 900	12	88,2	379,2	-9,61	-20,83	-13,45
ПЛ70 – В60 – 850	14	93,8	379,2	-8,85	-18,68	-11,62
ПЛ70 – В60 – 800	15	100,0	379,2	-10,28	-22,68	-14,34
ПЛ70 – В60 – 750	18	107,1	379,2	-8,85	-18,68	-11,62

На основе расчетных данных, к установке на проектируемой станции выбираем турбину РО75-В-850, как наиболее подходящую по всем критериям. Основным преимуществом данной турбины является наименьшее заглубление РК, что существенно снижает стоимость строительства ГЭС, рабочая область гидротурбины лежит в зоне высоких значений КПД.

Выбор отметки расположения рабочего колеса, т.е. отметки характерной плоскости (середина высоты НА) производится по условиям обеспечения безкавитационной работы турбины во всех режимах.

Окончательно принимаем $\nabla PK = 67,59$ м, соответствующее $Hs2=1,4$ м.

3.3 Гидромеханический расчет и построение бетонной спиральной камеры и определение ее геометрических размеров проточной части

Целью гидромеханического расчета спиральной камеры является определение размеров её радиальных сечений и формы спирали в плане.

Металлические спиральные камеры ($\varphi = 345 \div 360^\circ$) имеют круглые поперечные сечения с переходом на эллиптические в районе зуба, они служат для подвода воды к турбине и формирования потока на входе в направляющий аппарат.

Угол охвата спиральной камеры $\varphi_{сп} = 345^\circ$ – рекомендуемый угол охвата спиральной камеры.

По ГУХ (приложение Б, рисунок Б.2) модельной гидротурбины определяются основные геометрические размеры гидротурбины:

1) Скорость во входном сечении спиральной камеры принимают по графику:

$$v_{cp} = 7,5 \frac{м}{с}. \quad (3.19)$$

2) Расход через входное сечение:

$$Q_{вх} = Q_p \frac{\varphi}{360^\circ} = 568 \frac{м^3}{с}. \quad (3.20)$$

3) Площадь входного сечения:

$$F_{вх} = \frac{Q_{вх}}{v_{cp}} = 75,71 \text{ м}^2. \quad (3.21)$$

4) Радиус входного сечения:

$$r_{вх} = \sqrt{\frac{F_{вх}}{\pi}} = 4,91 \text{ м}. \quad (3.22)$$

5) Наружный радиус входного сечения:

$$a_{\text{вх}} = R_4 + \sqrt{p_{\text{вх}}^2 - \frac{H_1^2}{2}} = 11,22 \text{ м.} \quad (3.23)$$

Последовательно задаваясь рядом значений углов φ через $\Delta\varphi = 15^\circ$, рассчитываем все сечения спиральной камеры

Результаты расчетов внесли в таблицу 3.10.

Таблица 3.10 – Расчёт спиральной камеры

φ	-	-	-	-	-	x	x ²	p ²	p	a	R
-	$\frac{\varphi}{360}$	$\frac{\varphi}{c}$	2*R ₄ *(3)	(2*R ₄) - (H ₁ /2) ²	$\sqrt{(5)}$	(6)+(3)	(7) ²	(8)+ (H ₁ /2) ²	$\sqrt{(9)}$	R ₄ +(7)	(10)+(11)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12,00
345	0,958	1,131	15,388	10,819	3,289	4,421	19,543	24,112	4,910	11,221	16,13
330	0,917	1,082	14,719	10,150	3,186	4,268	18,218	22,787	4,774	11,068	15,84
315	0,875	1,033	14,050	9,481	3,079	4,112	16,910	21,479	4,635	10,912	15,55
300	0,833	0,984	13,381	8,812	2,969	3,952	15,621	20,190	4,493	10,752	15,25
285	0,792	0,935	12,712	8,143	2,854	3,788	14,351	18,920	4,350	10,588	14,94
270	0,750	0,886	12,043	7,474	2,734	3,619	13,100	17,669	4,203	10,419	14,62
255	0,708	0,836	11,374	6,805	2,609	3,445	11,868	16,436	4,054	10,245	14,30
240	0,667	0,787	10,705	6,136	2,477	3,264	10,655	15,224	3,902	10,064	13,97
225	0,625	0,738	10,036	5,467	2,338	3,076	9,462	14,031	3,746	9,876	13,62
210	0,583	0,689	9,367	4,798	2,190	2,879	8,289	12,858	3,586	9,679	13,26
195	0,542	0,640	8,698	4,129	2,032	2,671	7,137	11,706	3,421	9,471	12,89
180	0,500	0,590	8,029	3,460	1,860	2,450	6,004	10,573	3,252	9,250	12,50
165	0,458	0,541	7,360	2,791	1,671	2,212	4,891	9,460	3,076	9,012	12,09
150	0,417	0,492	6,690	2,122	1,457	1,949	3,797	8,366	2,892	8,749	11,64
135	0,375	0,443	6,021	1,453	1,205	1,648	2,716	7,285	2,699	8,448	11,15
120	0,333	0,394	5,352	0,783	0,885	1,279	1,635	6,204	2,491	8,079	10,57

Т.к. для дальнейших углов φ сечение СК принимает форму эллипса, то методика, указанная выше, не подходит. Строим плавную зависимость по уже имеющимся координатам. Данные приведены в таблице 3.11

Таблица 3.11 – Продолжение данных для построения спиральной камеры

N	φ	$r_1, \text{м}$	$R, \text{м}$	$R_2, \text{м}$
17	105	3,7266	9,96	1,516
18	90		9,35	1,143
19	75		8,73	0,769
20	60		8,12	0,396
21	45		7,51	0,022
22	30		6,90	-0,351
23	15		6,29	-0,725
24	0		5,68	-1,098

По рассчитанным промежуточным сечениям спирали построен график зависимости $\varphi_{\text{сп}}=f(r_i)$ (Рисунок 3.1).

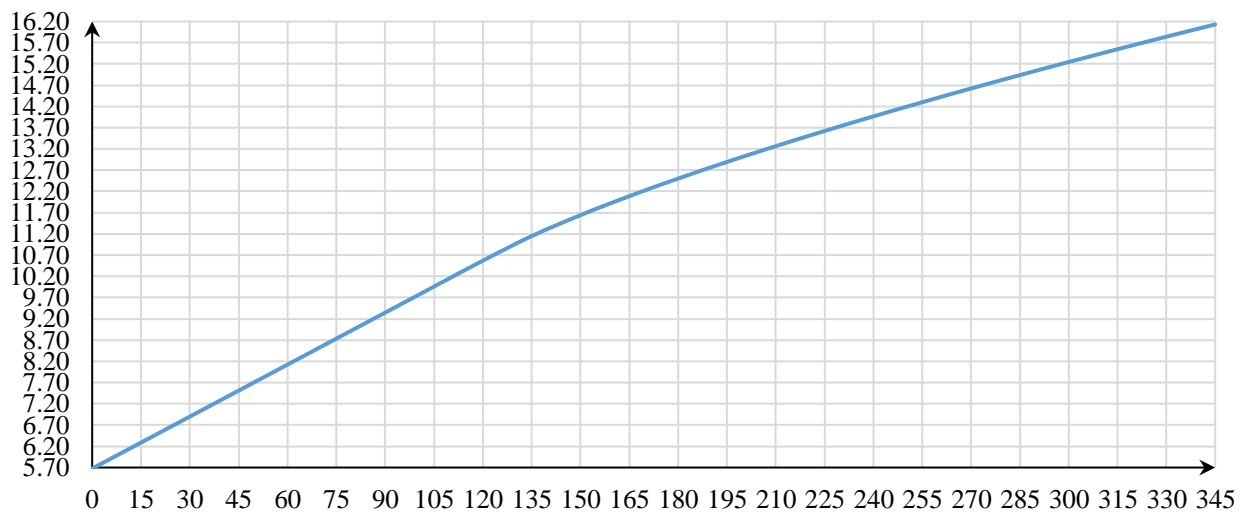


Рисунок 3.1 – График зависимости $\varphi_{\text{сп}}=f(r_i)$

3.4 Выбор серийного типа гидрогенератора

Полученные в результате расчетов параметры гидротурбины позволяют наметить соответствующие варианты параметров гидрогенераторов. Гидрогенератор подбирается по справочным данным серийных типов по расчетному значению его номинальной мощности и синхронной частоте вращения [5].

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos\varphi}, \quad (3.24)$$

$$S_{\text{н}} = \frac{315,88}{0,89} = 352,94 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

где $\cos\varphi = 0,80 - 0,9$.

Расчетная мощность:

$$S_{\text{р}} = k S_{\text{н}} = 1,06 \cdot 352,94 = 374 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (3.25)$$

где k – коэффициент, зависящий в основном от $\cos\varphi$.

Удельная нагрузка:

$$S^* = \frac{S_{\text{н}}}{2p} = \frac{352,94}{40} = 8,82 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (3.26)$$

Полюсное деление:

$$\tau^* = \frac{\pi D_i}{2p}. \quad (3.27)$$

Полюсное деление зависит от удельной нагрузки и способа охлаждения:

$$\tau^* = AS^{\alpha} = 0,451 \cdot 8,82^{0,239} = 0,8 \text{ м}. \quad (3.28)$$

где A и α – эмпирические коэффициенты. ($A = 0,451$; $\alpha = 0,239$)

Диаметр ротора:

$$D_i = \frac{\tau^* \cdot 2p}{\pi} = \frac{0,9 \cdot 40}{3,14} = 11,46 \text{ м}. \quad (3.29)$$

Предельная окружная скорость:

$$v_{\text{пр}} = \frac{\pi D_i k_{\text{разг}} n_{\text{с}}}{60} = \frac{3,14 \cdot 11,46 \cdot 2 \cdot 75}{60} = 89,96 \frac{\text{м}}{\text{с}}. \quad (3.30)$$

где $k_{\text{разг}}$ – коэффициент разгона ($k_{\text{разг}} = 2$)

При $D_i = 11,46$ м предельная окружная скорость ротора в разгонном режиме не превышает допустимых значений.

Для определения высоты активного железа необходимо найти «условный объем машины» по формуле:

Для определения высоты активного железа необходимо найти условный объем машины по формуле:

$$W_S = D_i^2 l_a = \frac{30 C_a S_p}{\pi n_0}. \quad (3.31)$$

где C_a – коэффициент машины, зависящий от удельной нагрузки на полюс S^* и способ охлаждения, определяется по формуле:

$$C_a = \frac{R}{S^* \bar{y}} = \frac{5,73}{8,82^{0,105}} = 4,56. \quad (3.32)$$

Высота активной стали:

$$l_a = \frac{W_S}{D_i^2} = \frac{30 C_a S_p}{\pi n_0 D_i^2} = \frac{30 \cdot 4,56 \cdot 374}{3,14 \cdot 75 \cdot 11,46^2} = 1,65 \text{ м}. \quad (3.33)$$

После определения D_i и l_a уточняется конструктивное исполнение генератора: при $\frac{D_i}{l_a} > 5$ и $n_c < 150$ мин⁻¹ рекомендуется принимать зонтичное исполнение.

Общая масса генератора приближенно:

$$G_{\text{ген}} = \psi D_i l_a = 47 \cdot 11,46 \cdot 1,65 = 888,7 \text{ т}. \quad (3.34)$$

где $\psi = (44 \div 50)$ для зонтичных генераторов.

Вес ротора генератора с валом составляет 50-55% общей массы гидрогенератора.

$$G_{\text{рот}} = 0,55 \cdot G_{\text{ген}} = 0,55 \cdot 888,7 = 488,8 \text{ т}. \quad (3.35)$$

Занесли рассчитанные данные гидрогенератора СВ-1236/165-40 в таблицу 3.12 и 3.13.

Таблица 3.12 – Номинальные данные гидрогенератора СВ-1236/165-40

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	S _{ном}	МВА	353
Номинальная активная мощность	P _{ном}	МВт	300
Коэффициент мощности	cosφ	о.е.	0,85
Номинальное напряжение	U _{ном}	кВ	15,75
Номинальный ток	I _{ном}	кА	12,95
Номинальная частота вращения	n _{ном}	об/мин	75
Сопротивление обмотки статора	X _d	о.е.	0,2
Переходное сопротивление	X' _d	о.е.	0,34
Сверхпереходное сопротивление	X'' _d	о.е.	1,3
Система возбуждения	тиристорная		
Исполнение	зонтичное		

Таблица 3.13 – Основные размеры гидрогенератора СВ-1236/165-40

Элемент генератора	Параметр	Зависимость	Значение
Статор	Высота корпуса h _{ст}	(1,7 ÷ 1,9)l _a	3,14 м
	Диаметр корпуса D _{ст}	(1,05 + 0,0017n ₀)D _i	13,49 м
	Диаметр активной стали D _a	D _i + (0,5 ÷ 0,9)	1236 м
Верхняя крестовина	Высота h _{в.к.}	(0,1 ÷ 0,12)D _i	1,38 м
Подпятник	Высота h _п	(0,15 ÷ 0,2)D _i	2,3 м
	Диаметр кожуха D _п	(0,4 ÷ 0,5)D _i	5,70 м
Нижняя крестовина	Высота h _{н.к.}	(0,25 ÷ 0,30)D _ш	3,18 м
	Диаметр лучей D _{н.к.}	D _ш +0,6	10,62 м
Надстройка	Высота h ₀	0,3 ÷ 0,5	0,40 м
	Диаметр d ₀	(0,2 ÷ 0,25)D _i	2,86 м

3.5 Выбор типа маслонапорной установки. Выбор электрогидравлического регулятора.

3.5.1 Выбор типа маслонапорной установки

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

По номограмме для диаметра 8,5 м турбины РО75-В определяем тип МНУ 30/2-40-32-3.

где 30 – объем гидроаккумулятора;

2 – количество гидроаккумуляторов;

40 – сосуд, рассчитанный на давление 40кгс/см²;

32 – сливной бак, вместительностью 32 м³;

3 – количество насосов.

Гидроаккумулятор ГА30/2-40, для которого

– Вместимость- 30 м³;

– Число сосудов – 2.

Основные габаритные размеры гидроаккумуляторов представлены в таблице 3.14.

Таблица 3.14 - Габаритные размеры гидроаккумуляторов.

Обозначение	Размеры, мм					
	D	D1	H	H1	D _H	d
ГА	2480	2980	4110	3200	300	90

Маслонасосный агрегат:

– Сливной бак МА32-3;

– Вместимость - 32 м³.

Основные габаритные размеры маслонапорных агрегатов представлены в таблице 3.15.

Таблица 3.15 - Габаритные размеры маслонапорных агрегатов

Обозначение	Размеры, мм											
	B	B1	B2	L	L1	L2	L3	H	H1	H2	H3	H4
МА	3000	3236	2000	4260	4496	4876	1900	2500	2415	1400	1600	200

Насос 3В40/40ГТ-2:

– Число насосов- 2;

– Подача 8,9 л/с;

– Мощность 53кВт.

Электродвигатель 4А225М4:

– Мощность 55кВт;

– Частота вращения 1450об/мин;

3.5.2 Выбор электрогидравлического регулятора

ЭГР выбирается в соответствии типа ГТ и мощности проектируемой гидроэлектростанции. Выбранный регулятор:

рогидравлические регуляторы ЭГР:

– Тип регулятора ЭГР-2И1-150-11;

– Тип панели электрооборудования ЭГР-2И1;

– Тип гидромеханической колонки управления ЭГР-150-11;

- Габаритные размеры, мм - 335×575×2400;
- Масса 150 кг.

ЭГРК-2И1-150-11;

где ЭГР – электрогидравлический регулятор;
2И1 – с электромеханическим комбинатором вне колонки управления;
150 – диаметр главного золотника;
11 – гидромеханическая колонка 4-го исполнения.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений

Электрические схемы ГЭС строятся, как правило, по блочному принципу. Все генераторы соединяются в блоки с повышающими трансформаторами, параллельная работа блоков осуществляется на высоком напряжении, где предусматривается РУ. Главная схема должна обеспечивать выдачу мощности в различных эксплуатационных режимах и отвечать требованиям надежности и безопасности эксплуатации [10].

В районе расположения проектируемой ГЭС существуют подстанции 500 кВ, 220 кВ, 110 кВ. По карте – схеме размещения линий электропередачи подстанций было определено, что ближайшей является ПС «Камала» 500 кВ с расстоянием 250 км.

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

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

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

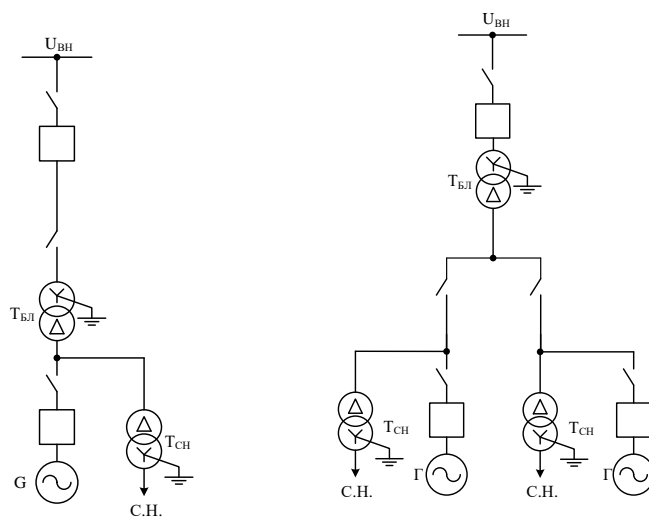


Рисунок 4.1 – Схема с одиночными и укрупненными блоками

4.2 Выбор основного оборудования ГЭС

4.2.1 Выбор синхронных генераторов

По исходным данным выбирается генератор СВ-1236/165-40, паспортные данные генератора приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Паспортные данные генератора СВ-1236/165-40

Номинальная мощность МВ · А		U _{Г ном} , кВ	cos φ _Г , о. е.	η, %	Индуктивные сопротивления		
S _{Г ном}	P _{Г ном}				X _d	X' _d	X'' _d
353	300	15,75	0,85	97,2	1,3	0,34	0,2

4.2.2 Выбор трансформаторов собственных нужд

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

Доля мощности, потребляемой на СН станции, составляет 1% от P_{уст} блока:

$$S_{\text{СН}} = 0,01 \cdot \frac{3 \cdot P_{\text{уст}}}{\cos \varphi} = 0,01 \cdot \frac{300}{0,85} = 10,59 \text{ МВА}, \quad (4.1)$$

где P_{уст} – установленная мощность блока, МВт.

В соответствии с СТО РУСГИДРО в распределительной сети СН, а также в сети до 110 кВ включительно, как правило, должны применяться сухие трансформаторы. По каталогу ООО «Энерго-Завод», г. Мытищи, Россия [11], выбирается трансформатор ТСЗ-16000/20. Паспортные данные ТСН приведены в таблице 4.2. Трансформатор собственных нужд устанавливается на каждый простой блок между силовым трансформатором и выключателем согласно СТО. Стоимость трансформатора составляет 8 млн. рублей.

Таблица 4.2 – Паспортные данные трансформатора ТСЗ-1250/10/0,4

S _{ном} , МВ·А	U, кВ		U _{кз} , %	I _{хх} , %	ΔP _х , кВт	ΔP _к , кВт
	U _{вн} , кВ	U _{нн} , кВ				
16	15,75	6,3	8	0,75	60	11,50

4.2.3 Выбор силовых повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком

Выбор трансформаторов включает в себя определение их числа, типа и номинальной мощности. В схеме простого блока он должен обеспечить выдачу мощности генератора в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности

нагрузки, подключенной на ответвлении от генератора т.е. нагрузки собственных нужд:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{Г ном}} - P_{\text{сн}}}{\cos \varphi} = \frac{300 - 0,01 \cdot 300}{0,85} = 349 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.2)$$

По каталогу ООО «Тольяттинский Трансформатор», г. Тольятти, Россия [12] выбираются трансформаторы ТДЦ-400000/500. Стоимость трансформатора составляет 250 млн. рублей. Паспортные данные приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Паспортные данные трансформатора ТДЦ 400000/500

S _{ном} , МВ·А	U, кВ		U _{кз} , %	I _{хх} , %	ΔP _х , кВт	ΔP _к , кВт
	U _{вн} , кВ	U _{нн} , кВ				
400	525	15,75	13	0,45	790	315

4.2.4 Выбор силовых повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком

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:

$$S_{\text{расч}} = \frac{3 \cdot (P_{\text{Г ном}} - P_{\text{сн}})}{\cos \varphi} = \frac{2(300 - 0,01 \cdot 300)}{0,85} = 1048 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.3)$$

По каталогу ООО «Электрозавод», г. Москва, Россия [12] выбираем группу однофазных трансформаторов с расщепленной обмоткой ОРНЦ-533000/500 У1 с тремя обмотками НН. Стоимость трансформатора составляет 500 млн. рублей. Паспортные данные приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Паспортные данные трансформатора ОРНЦ-533000/500 У1

S _{ном} , МВ·А	U, кВ		U _{кз} , %	I _{хх} , %	ΔP _х , кВт	ΔP _к , кВт
	U _{вн} , кВ	U _{нн} , кВ				
400	525	15,75	13,5	0,15	120	230

4.3 Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения

Суммарная мощность, выдаваемая на РУ 500 кВ:

$$S_{\Sigma} = n_{\text{Г}} \cdot \left(\frac{P_{\text{Г}} - P_{\text{сн}}}{\cos \varphi_{\text{Г}}} \right) = 15 \cdot \left(\frac{300 - 0,01 \cdot 300}{0,85} \right) = 5241 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (4.4)$$

Число отходящих линий 500 кВ:

$$n_{л} = \frac{S_{\Sigma}}{(K \cdot P_{\text{нат.}} / \cos\varphi_c)} = \frac{5241}{\frac{900}{0,85}} + 1 = 5,24 + 1 = 6,24 \approx 7, \quad (4.5)$$

где $P_{\text{нат}}$ – пропускная способность на одну цепь ВЛ 500 кВ, равная 640 МВт;
 K – поправочный коэффициент, равный 1,4;
 $\cos\varphi_c$ – коэффициент мощности системы, равный 0,85.
 Рабочий ток, протекающий по линии:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{5241}{7 \cdot 500 \cdot \sqrt{3}} = 0,86 \text{ кА} . \quad (4.6)$$

Максимальный рабочий ток при потере отходящей линии (проверка на нагрев):

$$I_{\text{раб max}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{5241}{(7 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 500} = 1,01 \text{ кА} . \quad (4.7)$$

Расчётный ток ВЛ 110 кВ:

$$I_{\text{расч}} = I_{\text{раб}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = 0,86 \cdot 1,05 \cdot 1 = 0,91 \text{ кА}, \quad (4.8)$$

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

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

По величине расчётного тока для линии напряжением $U=500$ кВ выбираем провод марки АС – 500/26.

Допустимый продолжительный ток провода марки АС – 500/26 составляет:

$$I_{\text{доп}} = 3 \cdot 1060 = 3180 \text{ А}$$

$I_{\text{доп}} > I_{\text{раб max}}$, следовательно, выбранная марка провода удовлетворяет условию нагрева.

Параметры провода АС – 500/26 приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Параметры провода марки АС – 500/26

Число проводов в фазе	R_0 Ом/км	X_0 Ом/км	b_0 См/км
3	0,0197	0,304	0,0003645

4.4 Выбор варианта главной схемы электрических соединений на основании технико-экономического расчета

4.4.1 Расчет для схемы с одиночным блоком

Рассчитаем время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}}, \quad (4.9)$$

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 0,5 \cdot 32 - 0,015 \cdot 60 = 8743 \text{ ч},$$

где μ – частота ремонтов (текущих, средних, капитальных), 1/год;

$T_{\text{пл}} = 32$ – время плановых простоев блока в течение года, ч;

$\omega = 0,015$ – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;

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

Рассчитаем время максимальных электрических потерь:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760, \quad (4.10)$$

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

где T_{max} – часы максимальных нагрузок работы трансформатора в году.

Рассчитаем потери холостого хода в силовом трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{xx}} = n \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_{\text{раб}}, \quad (4.11)$$

где n – число параллельно работающих трансформаторов;

ΔP_{xx} – потери ХХ в силовом трансформаторе;

$t_{\text{раб}}$ – время работы блока в течение года.

$$\Delta W_{\text{xx}} = 1 \cdot 0,315 \cdot 8728 = 2749 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Рассчитаем нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{Т ном}}}\right)^2 \cdot \tau, \quad (4.12)$$

где $\Delta P_{\text{к}}$ – потери при коротком замыкании в силовом трансформаторе;

n – число параллельно работающих трансформаторов;
 $S_{\text{расч}}$ – расчетная мощность силового трансформатора с вычетом на СН;
 $S_{\text{Т ном}}$ – номинальная мощность трансформатора;
 τ – время максимальных электрических потерь;

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{т}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{Т ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,79}{1} \cdot \left(\frac{349}{400} \right)^2 \cdot 2405 = 1450 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Суммарные издержки рассчитываются по формуле:

$$И_i = И_i^{110} + И^{a+0}, \quad (4.13)$$

где $И_i^{110}$ – величина издержек на потери электрической СТ;
 $И^{a+0}$ – издержки, связанные с потерями во всей схеме.

Величина издержек на потери электрической энергии в силовых трансформаторах находится по формуле:

$$И_i^{110} = \Delta W_{\text{хх}} \cdot \beta_1 \cdot n + \Delta W_{\text{н}} \cdot \beta_2 \cdot n, \quad (4.14)$$

где β – тариф на электроэнергию;
 $\Delta W_{\text{хх}}$ – потери холостого хода в силовом трансформаторе;
 $\Delta W_{\text{н}}$ – нагрузочные (переменные) потери в силовом трансформаторе;
 n – количество силовых трансформаторов.
 Рассчитаем величину издержек на потери электрической энергии в силовых трансформаторах:

$$И_i^{110} = 2749 \cdot 0,006 \cdot 15 + 1450 \cdot 0,009 \cdot 15 = 443,171 \text{ тыс. рублей.}$$

4.4.2 Расчет для схемы с укрупненным блоком

Рассчитаем время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}}, \quad (4.15)$$

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 0,5 \cdot 32 - 0,015 \cdot 60 = 8743 \text{ ч,}$$

где μ – частота ремонтов (текущих, средних, капитальных), 1/год;
 $T_{\text{пл}} = 32$ – время плановых простоев блока в течение года, ч;
 $\omega = 0,015$ – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;
 $T_{\text{в}} = 60$ – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч.

Рассчитаем время максимальных электрических потерь:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760, \quad (4.16)$$

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

где T_{\max} – часы максимальных нагрузок работы трансформатора в году.
Рассчитаем потери холостого хода в силовом трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{ХХ}} = n \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot t_{\text{раб}}, \quad (4.17)$$

где n – число параллельно работающих трансформаторов;
 $\Delta P_{\text{ХХ}}$ – потери ХХ в силовом трансформаторе;
 $t_{\text{раб}}$ – время работы блока в течение года.

$$\Delta W_{\text{ХХ}} = 2 \cdot 0,23 \cdot 8728 = 2008 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Рассчитаем нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{Н}} = \frac{\Delta P_{\text{К}}}{n} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{ТНОМ}}}\right)^2 \cdot \tau, \quad (4.18)$$

где $\Delta P_{\text{К}}$ – потери при коротком замыкании в силовом трансформаторе;
 n – число параллельно работающих трансформаторов;
 $S_{\text{расч}}$ – расчетная мощность силового трансформатора с вычетом на СН;
 $S_{\text{ТНОМ}}$ – номинальная мощность трансформатора;
 τ – время максимальных электрических потерь;

$$\Delta W_{\text{Н}} = \frac{\Delta P_{\text{К}}}{n_{\text{Т}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{ТНОМ}}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{1,2}{2} \cdot \left(\frac{349}{533}\right)^2 \cdot 2405 = 620 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Суммарные издержки рассчитываются по формуле:

$$И_i = И_i^{110} + И^{a+0}, \quad (4.19)$$

где $И_i^{110}$ – величина издержек на потери электрической СТ;
 $И^{a+0}$ – издержки, связанные с потерями во всей схеме.

Величина издержек на потери электрической энергии в силовых трансформаторах находится по формуле:

$$И_i^{110} = \Delta W_{xx} \cdot \beta_1 \cdot n + \Delta W_n \cdot \beta_2 \cdot n, \quad (4.20)$$

где β – тариф на электроэнергию;

ΔW_{xx} – потери холостого хода в силовом трансформаторе;

ΔW_n – нагрузочные (переменные) потери в силовом трансформаторе;

n – количество силовых трансформаторов.

Рассчитаем величину издержек на потери электрической энергии в силовых трансформаторах:

$$И_i^{110} = 2008 \cdot 0,006 \cdot 15 + 620 \cdot 0,009 \cdot 15 = 152,931 \text{ тыс. рублей.}$$

4.5 Выбор схемы распределительного устройства высшего напряжения

Рассматриваемые схемы различаются количеством силовых трансформаторов, трансформаторов собственных нужд и ячеек распределительного устройства высшего напряжения. Поэтому капиталовложения оцениваются по формуле:

$$K = n \cdot K_T + m \cdot K_{T_{с.н.}} + t \cdot K_{круз}, \quad (4.21)$$

где K_T – стоимость силового трансформаторов (250 млн. руб.);

$K_{T_{с.н.}}$ – стоимость трансформатора собственных нужд (8 млн.руб.);

$K_{круз}$ – стоимость ячейки КРУЭ;

n – число силовых трансформаторов;

m – число трансформатора собственных нужд;

t – число ячеек КРУЭ

Капиталовложения для схемы с одиночными блоком по формуле:

$$K_1 = 15 \cdot 250 + 14 \cdot 8 + 29 \cdot 1,7 = 3911 \text{ млн. руб.}$$

Капиталовложения для схемы с укрупненными боками по формуле:

$$K_2 = 5 \cdot 500 + 5 \cdot 8 + 10 \cdot 1,7 = 2557 \text{ млн. руб.}$$

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

$$Z_i = E_H \cdot K_i + I_i, \quad (4.22)$$

где $E_H = 0,15$ – нормативный коэффициент

Полные приведенные затраты для схемы с одиночным блоком по формуле:

$$Z_1 = 0,15 \cdot 3911000000 + 443,171 = 3911443771 \text{ руб.}$$

Полные приведенные затраты для схемы с укрупненными блоками по формуле:

$$Z_2 = 0,15 \cdot 2557000000 + 152,931 = 383702931 \text{ руб.}$$

Рассчитаем разницу между вариантами:

$$P = \frac{|Z_1 - Z_2|}{Z_1} \cdot 100\%, \quad (4.23)$$

$$P = \frac{|3911443771 - 383702931|}{3911443771} \cdot 100\% = 35 \%$$

Из расчетов видно, что данные варианты отличаются на 35% и соответственно вариант с укрупненными блоками является экономически выгодным, окончательно выбираем вариант с укрупненными блоками.

По надёжности схема с одиночными блоками является более приемлемой. Согласно СТО РусГидро [13] – «Главная электрическая схема должна обеспечивать возможность и безопасность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на электрооборудовании РУ. Схема должна быть наглядной и обеспечивать удобство эксплуатации электрооборудования».

4.6 Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме

4.6.1 Расчёт исходных данных

Для расчета токов трехфазного и однофазного короткого замыкания ОРУ воспользуемся программным комплексом RastrWin, необходимо рассчитать параметры элементов схемы для занесения данных в программный комплекс. Рассчитаем индуктивные и активные сопротивления, а также другие параметры (E_r, E_c, k_T) элементов схемы соответственно:

Синхронные генераторы:

$$x_{\Gamma} = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,2 \cdot \frac{15,75^2}{353} = 0,148 \text{ Ом.} \quad (4.24)$$

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{*\Gamma}}{T_{a,\Gamma} \cdot \omega} = \frac{0,148}{0,045 \cdot 314} = 0,016 \text{ Ом} \quad (4.25)$$

$$E_{\Gamma} = E_{*\Gamma} \cdot U_{б,\Gamma} = 1,13 \cdot 15,75 = 17,798 \text{ кВ.} \quad (4.26)$$

Силовые трансформаторы:

$$x_{\text{T}} = \frac{U_{\text{K}\%} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{13,5 \cdot (525/\sqrt{3})^2}{100 \cdot 533} = 23,27 \text{ Ом.} \quad (4.27)$$

$$r_{\text{T}} = \frac{\Delta P_{\text{K}} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = \frac{1,2 \cdot 525^2}{522^2} = 1,164 \text{ Ом.} \quad (4.28)$$

$$k_{\text{T}} = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{15,75}{525/\sqrt{3}} = 0,052. \quad (4.29)$$

Линии связи 500 кВ с энергосистемой:

$$x_{\text{Л}} = x_{0,\text{УД}} \cdot l = 0,304 \cdot 250 = 76,0 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}. \quad (4.30)$$

$$r_{\text{Л}} = r_{0,\text{УД}} \cdot l = 0,02 \cdot 250 = 5,0 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}. \quad (4.31)$$

Энергосистема:

$$x_{\text{С}} = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{кз}}} = \frac{500^2}{500} = 500 \text{ Ом.} \quad (4.32)$$

$$r_{\text{С}} = \frac{x_{\text{С}}}{T_{a,\text{С}} \cdot \omega} = \frac{500}{0,035 \cdot 314} = 45,496 \text{ Ом.} \quad (4.33)$$

$$E_{\text{С}} = E_{*\text{С}} \cdot U_{б,\text{С}} = 1,0 \cdot 525 = 525 \text{ кВ.} \quad (4.34)$$

Далее, вносим данные в программный комплекс.

4.6.2 Внесение исходных данных в программный комплекс RastrWin

Заполняем графы программного комплекса рассчитанными параметрами элементов схемы, а именно: Узлы, Ветви, Генератор/Несим. На рисунках 4.2, 4.3 и 4.4 представлены рисунки с внесёнными в RastrWin исходными данными.

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном	G_ш	B_ш	g0	b0
1	<input type="checkbox"/>			у	1	Г1		16				
2	<input type="checkbox"/>			у	2	Г2		16				
3	<input type="checkbox"/>			у	3	Г3		16				
4	<input type="checkbox"/>			у	4	Г4		16				
5	<input type="checkbox"/>			у	5	Г5		16				
6	<input type="checkbox"/>			у	6	Г6		16				
7	<input type="checkbox"/>			у	7	Г7		16				
8	<input type="checkbox"/>			у	8	Г8		16				
9	<input type="checkbox"/>			у	9	Г9		16				
10	<input type="checkbox"/>			у	10	Г10		16				
11	<input type="checkbox"/>			у	11	Г11		16				
12	<input type="checkbox"/>			у	12	Г12		16				
13	<input type="checkbox"/>			у	13	Г13		16				
14	<input type="checkbox"/>			у	14	Г14		16				
15	<input type="checkbox"/>			у	15	Г15		16				
16	<input type="checkbox"/>			у	16	ТР 1		16				
17	<input type="checkbox"/>			у	17	ТР 2		16				
18	<input type="checkbox"/>			у	18	ТР 3		16				
19	<input type="checkbox"/>			у	19	ТР 4		16				
20	<input type="checkbox"/>			у	20	ТР 5		16				
21	<input type="checkbox"/>			у	21	КРУЭ 500		500				
22	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		у	22	СИСТЕМА		500				
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>										

Рисунок 4.2 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	БД_...	N_анц	Кт/г
1	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	1	16	1	Г1 - ТР 1							
2	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	2	16	2	Г2 - ТР 1							
3	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	3	16	3	Г3 - ТР 1							
4	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	4	17	1	Г4 - ТР 2							
5	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	5	17	2	Г5 - ТР 2							
6	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	6	17	3	Г6 - ТР 2							
7	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	7	18	1	Г7 - ТР 3							
8	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	8	18	2	Г8 - ТР 3							
9	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	9	18	3	Г9 - ТР 3							
10	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	10	19	1	Г10 - ТР 4							
11	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	11	19	2	Г11 - ТР 4							
12	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	12	19	3	Г12 - ТР 4							
13	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	13	20	1	Г13 - ТР 5							
14	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	14	20	2	Г14 - ТР 5							
15	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	15	20	3	Г15 - ТР 5							
16	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	16	21	1	ТР 1 - КРУЭ 500	1,16	23,27					0,052
17	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	17	21	2	ТР 2 - КРУЭ 500	1,16	23,27					0,052
18	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	18	21	3	ТР 3 - КРУЭ 500	1,16	23,27					0,052
19	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	19	21	4	ТР 4 - КРУЭ 500	1,16	23,27					0,052
20	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	20	21	5	ТР 5 - КРУЭ 500	1,16	23,27					0,052
21	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	21	22	1	КРУЭ 500 - СИСТЕМА	4,93	76,00					
22	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	21	22	2	КРУЭ 500 - СИСТЕМА	4,93	76,00					
23	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	21	22	3	КРУЭ 500 - СИСТЕМА	4,93	76,00					
24	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	21	22	4	КРУЭ 500 - СИСТЕМА	4,93	76,00					
25	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	21	22	5	КРУЭ 500 - СИСТЕМА	4,93	76,00					
26	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	21	22	6	КРУЭ 500 - СИСТЕМА	4,93	76,00					
27	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	21	22	7	КРУЭ 500 - СИСТЕМА	4,93	76,00					
	<input type="checkbox"/>															

Рисунок 4.3 – Исходные данные по ветвям

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1			1	Г1	1	0,016	0,148	0,016	0,148	0,016	0,148	17,798
2			2	Г2	2	0,016	0,148	0,016	0,148	0,016	0,148	17,798
3			3	Г3	3	0,016	0,148	0,016	0,148	0,016	0,148	17,798
4			4	Г4	4	0,016	0,148	0,016	0,148	0,016	0,148	17,798
5			5	Г5	5	0,016	0,148	0,016	0,148	0,016	0,148	17,798
6			6	Г6	6	0,016	0,148	0,016	0,148	0,016	0,148	17,798
7			7	Г7	7	0,016	0,148	0,016	0,148	0,016	0,148	17,798
8			8	Г8	8	0,016	0,148	0,016	0,148	0,016	0,148	17,798
9			9	Г9	9	0,016	0,148	0,016	0,148	0,016	0,148	17,798
10			10	Г10	10	0,016	0,148	0,016	0,148	0,016	0,148	17,798
11			11	Г11	11	0,016	0,148	0,016	0,148	0,016	0,148	17,798
12			12	Г12	12	0,016	0,148	0,016	0,148	0,016	0,148	17,798
13			13	Г13	13	0,016	0,148	0,016	0,148	0,016	0,148	17,798
14			14	Г14	14	0,016	0,148	0,016	0,148	0,016	0,148	17,798
15			15	Г15	15	0,016	0,148	0,016	0,148	0,016	0,148	17,798
16			16	СИСТЕМА	22	45,500	500,000	45,500	500,000	45,500	500,000	525,000
17												

Рисунок 4.4 – Исходные данные по генераторам

4.6.3 Расчёт токов короткого замыкания с применением программного комплекса RastrWin

Заполнив рассчитанные параметры схемы замещения в программный комплекс RastrWin, в графе Состав/Несим можно узнать токи короткого замыкания на соответствующих участках схемы, результаты представлены в таблице 4.6

Таблица 4.6 – Место короткого замыкания и результаты расчёта в точках КЗ

Тип КЗ	П1	$I_{п.0}$	i_y
1ф	21	64,29	100,01
3ф	21	42,91	66,75
3ф	1	79,25	123,28

Эти значения токов КЗ будут нужны для нахождения ударных токов.

4.6.4 Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режима

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

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

$$I_{Г,раб\ max} = 1,05 \cdot I_{Г,ном} \quad (4.35)$$

$$I_{Г,раб\ max} = 1,05 \cdot 12,94 = 13,6 \text{ кА};$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{\text{раб max(ПУВН)}} = \frac{S_{\text{г,ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{т,ном}}(-5\%)} = \frac{533}{\sqrt{3} \cdot 498,75} = 0,617 \text{ кА}, \quad (4.36)$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 500 кВ:

$$I_{\text{раб.max}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}}) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{5241}{7 \cdot \sqrt{3} \cdot 500} = 0,86 \text{ кА}, \quad (4.37)$$

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

$$I_{\text{раб.утж}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{5241}{6 \cdot \sqrt{3} \cdot 500} = 1,01 \text{ кА}. \quad (4.38)$$

4.7 Выбор и проверка электрических аппаратов главной схеме

4.7.1 Требования в коммутационным аппаратам

В РУ электрических станций и подстанций содержится большое число электрических аппаратов и соединяющих их проводников. Выбор и расчёт токоведущих частей аппаратов и проводников – важнейший этап проектирования любой электроустановки, от которого в значительной степени зависит надёжность её работы.

При выборе токоведущих частей необходимо обеспечить выполнение ряда требований, вытекающих из условий работы. Аппараты и проводники должны:

- 1) длительно проводить рабочие токи без чрезмерного повышения температуры;
- 2) противостоять кратковременному электродинамическому и тепловому действию токов КЗ;
- 3) выдерживать механические нагрузки, создаваемые собственной массой и массой связанных с ними аппаратов, а также усилия, возникающие в результате атмосферных воздействий (ветер, гололёд). Это требование учитывается при механическом расчёте ЛЭП и РУ;
- 4) удовлетворять требованиям экономичности электроустановки.

Один из важнейших вопросов - обеспечение термической стойкости аппаратов и проводников. При работе происходит нагрев электрических аппаратов и проводников, что является следствием потерь мощности в них.

Составляющими этих потерь являются: потери в токоведущих частях, обмотках, контактах; потери от вихревых токов в металлических частях,

особенно ферромагнитных; потери в магнитопроводах трансформаторов; потери в диэлектриках.

4.7.2 Выбор электрооборудования для генераторного напряжения

4.7.2.1 Выбор выключателей и разъединителей

Используя каталог производителя ОАО ВО «Электроаппарат» для генераторного напряжения выбираем элегазовый выключатель ВГГ–15 и разъединитель РВПЗ–20/12500 УЗ. [14]. Паспортные данные приведены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Сводная таблица по выбору выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГГ-20-90/15000 УЗ	Разъединитель РВПЗ-20/15000 УЗ
$U_{\text{сети ном}} = 15,75 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{Г.раб}} = 13600 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 15000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 15000 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} = 79,25 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} = 90 \text{ кА}$	$I_{\text{эл.ст}} = 410 \text{ кА}$
$i_y = 123,28 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 130 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 160 \text{ кА}$
	$I_{\text{ном.откл}} = 50 \text{ кА}$	$t_{\text{откл}} = 3 \text{ с.}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 79,25^2 \cdot (0,03 + 0,01) =$ $= 251,22 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 50^2 \cdot 3 =$ $= 7500 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 160^2 \cdot 3 =$ $= 76800 \text{ кА} \cdot \text{с}$

Проверка выключателя ВГГ-20-90/15000 УЗ и разъединителя РВПЗ-20/15000 УЗ :

- 1) $I_{\text{откл}} > I_{\text{п0}}^{(3)}$,
- 2) $i_{\text{пр.скв}} > i_y^{(3)}$,
- 3) $B_{\text{к.ном}} > B_{\text{к.расч}}$.

Данный выключатель и разъединитель подходят.

Для защиты трансформатора от перенапряжений цепи 15,75 кВ устанавливаем со стороны низшего напряжения ОПН – 20 / 450 УХЛ1.

4.7.2.2 Выбор трансформаторов тока и трансформаторов напряжения

Выбирается трансформатор тока ТШЛ–20–I. Производитель ОАО «Свердловский завод».[16]. Паспортные данные по трансформатору тока приведены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Сводная таблица по выбору трансформатора тока

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 15,75 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\Gamma, \text{раб}} = 13600 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 18000 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОЛ-06-15. Производитель ОАО «Свердловский завод» [16]. Паспортные данные по трансформатору напряжения приведены в таблице 4.9.

Данный производитель выпускает ТТ и ТН на все напряжения и токи до 6 кА, и, учитывая, что это оптический электронный ТТ, т.е. современный, делает его одним из самых удобных и безопасных для измерения ТТ.

Таблица 4.9 – Сводная таблица по выбору трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 15,75 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$

4.7.2.3 Выбор синхронизаторов и анализаторов

Анализатор – устройство, предназначенное для автоматизации измерений и регистрации параметров качества электрической энергии в электрических сетях систем электроснабжения общего назначения

Синхронизатор предназначен для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации.

Выбран, производимый российской компанией ООО «АСУ-ВЭИ», микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС-М3. [17] и отечественный анализатор, производимый фирмой ООО «ЮПЗ Промсвязькомплект». [18]. Параметры анализатора сети и синхронизатора приведены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Параметры анализатора сети и синхронизатора

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
В цепи статора:				
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8
В цепи ротора:				
Синхронизатор	АС-М3	RS485	0,5	10
				$\Sigma = 16 \text{ В} \cdot \text{А}$

4.7.3 Выбор электрооборудования для ОРУ 500 кВ

В качестве электрооборудования на данный класс напряжения произведем выбор выключателей и разъединителей, ТТ и ТН и анализаторов.

4.7.3.1 Выбор выключателей и разъединителей

В качестве коммутационного аппарата выбирается ячейка КРУЭ Т155[19]. Паспортные данные приведены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Сводная таблица по выбору выключателя

Расчётные данные	Каталожные данные
	КРУЭ Т155
$U_{\text{сети ном}} = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 500 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 617 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 6300 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} = 64,29 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} = 104 \text{ кА}$
$i_y = 100,01 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 164 \text{ кА}$
	$I_{\text{ном.откл}} = 63 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}})$ $= 64,25^2 \cdot (0,03 + 0,01) =$ $= 165,33 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = 104^2 \cdot 3 = 32448 \text{ кА} \cdot \text{с}$

Проверка ячейки:

- 1) $I_{\text{отк}} > I_{\text{п0}}^{(1)}$,
- 2) $i_{\text{пр.скв}} > i_y^{(1)}$,
- 3) $B_{\text{к.ном}} > B_{\text{к.расч}}$.

Данная ячейка КРУЭ подходит.

4.7.3.2 Выбор трансформаторов тока и трансформаторов напряжения

КРУЭ-500 кВ укомплектовано трансформатором тока ТОГФ-500-УХЛ1. Производитель ЗАО «ЗЭТО». [16]. Паспортные данные по трансформатору тока приведены в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Сводная таблица по выбору трансформатора тока

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 500 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб max}} = 360 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОГ-500. Производитель ЗАО «ЗЭТО». [16]. Паспортные данные по трансформатору напряжения приведены в таблице 4.13.

Таблица 4.13 – Сводная таблица по выбору трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 500 \text{ кВ}$

4.7.3.3 Выбор анализаторов на напряжение 500 кВ

Выбираем анализатор типа АПКЭ-1 фирмы ООО «ЮПЗ Промсвязькомплект» [17]. Параметры анализатора сети приведены в таблице 4.14.

Таблица 4.14 – Параметры анализатора высшего напряжения

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

4.8 Компоновка схемы собственных нужд

Схема собственных нужд выполнена на основе [20].

Согласно стандарту [20]: «... необходимо предусматривать не менее двух независимых источников питания при любом режиме работы станции, в том числе при отключении одного из независимых источников питания». В схеме собственных нужд Енисейской ГЭС имеется 3 источника питания собственных нужд:

- 1) станции питаются от двух трансформаторов собственных нужд;
- 2) резервное питание от резервного трансформатора собственных нужд;
- 3) имеется дизель-генераторная установка.

Осуществляется взаимное резервирование, агрегатные собственные нужды для каждого генератора запитываются от агрегатных трансформаторов собственных нужд.

5 Релейная защита и автоматика

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 и ЛЭП.

5.1 Перечень защит основного оборудования

В соответствии с ПУЭ [29] согласно мощности генератора, принимаем к установке следующие виды защит на основном оборудовании.

На главном генераторе СВ-1236/165-40:

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

На силовом трансформаторе блока ОРНЦ-533000/500/15,75:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности);
- Токковая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 500 кВ;
- Резервная максимальная токовая защита;

- Защита от замыканий на землю на стороне 15,75 кВ трансформатора блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока;
- Защита от потери охлаждения;
- Защита от перегрева.

На трансформаторе СН ГЭС:

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

На линиях электропередачи 500 кВ:

- Основные защиты:
 - дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.
- Резервные защиты:
 - 5-ти ступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;
 - токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;
 - 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);
 - для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 500 кВ предусматривается УРОВ 500 кВ.

5.2 Расчет номинальных токов

В данном разделе производится расчет номинальных токов, которые являются основой для выполнения данного курсового проекта.

На генераторном напряжении:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{533 \cdot 10^3}{15,75 \cdot \sqrt{3}} = 19538 \text{ А}, \quad (5.1)$$

где $S_{\text{НОМ}}$ – номинальная полная мощность генератора;

$U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение генератора.

Номинальный ток генераторного напряжения приведенный к низшей стороны трансформатора тока:

$$I_{\text{НОМ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НОМ}} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ НН}}} = \frac{12940 \cdot 1}{15000/5} = 4,313 \text{ А}, \quad (5.2)$$

где $K_{\text{СХ}}$ – коэффициент схемы, равный единице для схемы соединения «звезда»;

$K_{\text{ТТ НН}}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока на стороне генераторного напряжения.

Мощность генератора возбуждения

$$S_{\text{НОМ,ВГ1}} = \frac{I_{\text{НОМ.РОТ}}^{(1)}}{1,2255} \cdot U_{\text{НОМ.РОТ}} = \frac{1620}{1,2255} \cdot 280 = 370 \text{ кВА}. \quad (5.3)$$

где $I_{\text{НОМ.РОТ}}^{(1)}$ – номинальный ток ротора;

$U_{\text{НОМ.РОТ}}$ – номинальное напряжение ротора.

Принимает трансформатор СТС-300-1250-2,5 мощностью 375 кВА

Номинальный ток высшего напряжения на трансформаторе возбуждения:

$$I_{\text{ВН ТЕ П}}^{(2)} = \frac{S_{\text{НОМ.РОТ}}}{U_{\text{НОМРОТ}}} = \frac{375}{280} = 1,34 \text{ кА}, \quad (5.4)$$

Вторичный ток трансформатора тока в цепи трансформатора возбуждения:

$$I_{\text{ВН ТЕ}}^{(1)} = \frac{I_{\text{ВН ТЕ П}}^{(2)}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{1,34}{1500/5} = 4,47 \text{ А}, \quad (5.5)$$

5.3 Описание защит и расчет их уставок

5.3.1 Продольная дифференциальная защита генератора (ПДГ)

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

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

Номинальный ток генератора: $I_{\text{НОМ}} = 12940 \text{ А}$.

Коэффициент трансформации трансформаторов тока: $\eta_{\text{ТТ}} = 15000/5 \text{ А}$.

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

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

где $K_{ОДН} = 0,5$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока;
 $f_i = 0,1$ – относительная погрешность трансформаторов тока;
 I_H – номинальный ток генератора.
 Уставка выбирается из условия:

$$I_{CP.0} \geq K_H \cdot I_{НБ(Н)} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_H = 0,1 \cdot I_H, \quad (5.7)$$

где $K_H = 2$ – коэффициент надежности.
 Принимаем уставку:

$$I_{CP.0} = 0,15 \cdot I_H = 0,15 \cdot 4,313 = 0,647 \text{ А},$$

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

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

$$I_{НБ(КЗ)} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 73111 = 73111 \text{ А},$$

где $K_{АП} = 2$ – коэффициент апериодической составляющей;
 $f_i = 0,1$ – относительная погрешность трансформаторов тока;
 $K_{ОДН} = 0,5$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока;
 $I_{МАКС}$ – максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трехфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения:

$$I_{МАКС} = \frac{E''_Г}{x''_d} \cdot I_H = \frac{1,13}{0,24} \cdot 12940 = 73111 \text{ А},$$

где E''_d – сверхпереходное ЭДС генератора, 1,13;
 x''_d – сверхпереходное сопротивление генератора, 0,24.
 Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{одн}} \cdot I_{\text{МАКС}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 73111 = 7311 \text{ А}, \quad (5.9)$$

где $K_{\text{АП}}$ – коэффициент апериодической составляющей равный 2.
Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_{\text{T}} > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_{\text{Н}}}{I_{\text{T}}} = \frac{7311 \cdot 2}{73111} = 0,199, \quad (5.10)$$

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

где $K_{\text{Н}} = 2$ – коэффициент надежности;
 I_{T} – ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора.
Принимаем уставку $K_{\text{T}} = 0,3$.

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

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{\text{СР.0}}}{K_{\text{T}}} = \frac{0,15}{0,3} \cdot I_{\text{Н}} = 0,5 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.11)$$

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

$$B \geq \frac{I_{\text{СР.0}}}{K_{\text{T}}} = \frac{0,15}{0,3} \cdot I_{\text{Н}} = 0,5 \cdot I_{\text{Н}}. \quad (5.12)$$

Принимаем типовое значение уставки $B = 1,5 \cdot I_{\text{Н}}$ (при этом условие выполняется).

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

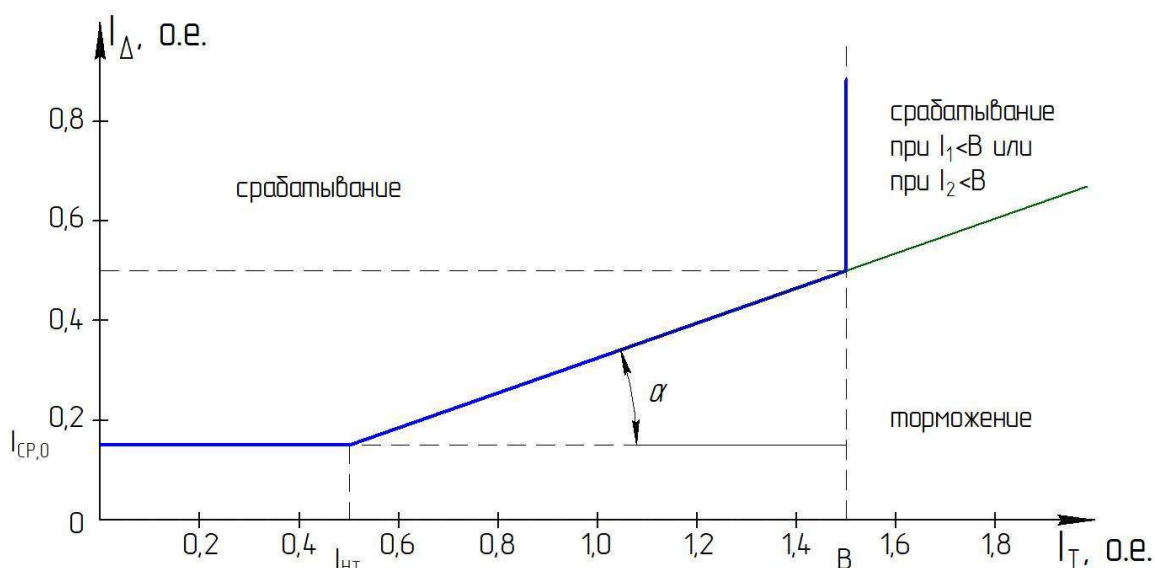


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

Для обеспечения надежной работы при больших токах КЗ в зоне действия, в защите предусмотрена дифференциальная отсечка с током срабатывания $I_{отс}$ принимаемым:

$$I_{отс} = 6 \cdot I_N \quad (5.13)$$

5.3.2 Поперечная дифференциальная защита генератора

Поперечная дифференциальная защита предусмотрена для защиты от замыканий между витками одной фазы обмотки статора генератора.

Ток срабатывания защиты отстраивается от тока небаланса при нормальной работе и при внешних коротких замыканиях, и в соответствии с РУ по релейной защите может быть принят:

$$I_{cp} = 0,2 \cdot I_{ном.г} = 0,2 \cdot 12940 = 2588 \text{ А.} \quad (5.14)$$

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

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

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

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

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

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

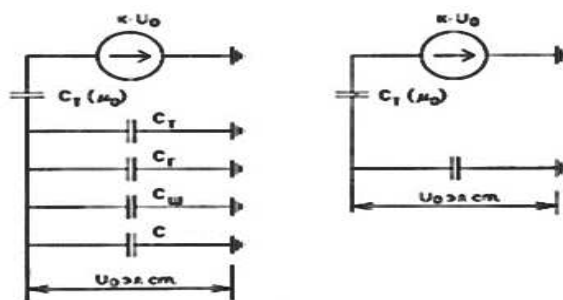


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

где $C_{Г}$ – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;
 $C_{Т}$ – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;
 $C_{Ш}$ – емкость шинпровода по отношению к земле;
 C – емкость генераторного выключателя;
 Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_{Т} + C_{Г} + C_{Ш} + C_{ВГ}, \quad (5.15)$$

$$C_{\Sigma} = 0,0073 + 1,1 + 0,008 + 0,45 = 1,56 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$$

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканиях на стороне 500 кВ:

$$U_{0 \text{эл.ст.}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_{Т}(\mu_0)}{C_{Т}(\mu_0) + C_{\Sigma}}, \quad (5.16)$$

$$U_{0 \text{ эл.ст}} = 0,5 \cdot 101040 \cdot \frac{0,0073}{0,0073 + 1,56} = 328,34 \text{ В,}$$

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

$C_T(\mu_0)$ – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора, $C_T(\mu_0) = 0,0073 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$,

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{525}{\sqrt{3}} = 101,04 \text{ кВ.} \quad (5.17)$$

Суммарный емкостной ток сети 15,75 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_L \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 1,73 \cdot 15,75 \cdot 314 \cdot 1,56 = 13,75 \text{ А.} \quad (5.18)$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{ср}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ эл.ст}}, \quad (5.19)$$

где $K_H = 1,5$ – коэффициент надежности;
 $n_{\text{ТН}}$ – коэффициент трансформации ТН;
 $K_B = 0,95$ – коэффициент возврата.

$$U_{\text{ср}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 328,34}{\frac{15,75}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}} = 2,23,$$

$$U_{\text{ср}} \geq 1,9.$$

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

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

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

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

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

$$X = \frac{1}{K_T + 2} = \frac{1}{1,1 + 2} = 0,323, \quad (5.20)$$

где K_T – коэффициент торможения.

При $K_T = 1,1$ орган U_{03} работает селективно и защищает 32,3 % обмотки статора со стороны нейтрали.

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

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

1) уставка защиты $U2>$ выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 10500}{10500/100} = 140 \text{ В}. \quad (5.21)$$

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

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

Уставка $U1>$ рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 10500}{10500/100} = 120 \text{ В}. \quad (5.22)$$

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора и на стороне 500 кВ принимается минимальной и равной $0,09 \cdot I_H$.

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

5.3.5 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} :

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (5.23)$$

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

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (5.24)$$

где $A = 16$ – параметр, заданный заводом-изготовителем.

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

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

2) пусковой орган ($I_{2\text{ПУСК}}$) срабатывает без выдержки времени при увеличении значения I_2 выше уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа. Ток срабатывания пускового органа выбирается по условию обеспечения надежного пуска интегрального органа при $t_{\text{МАКС}} = 500$ с;

При этом:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{16}{500}} = 0,18, \quad (5.25)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15, \quad (5.26)$$

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

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_{\text{H}} = 1041 \text{ А.} \quad (5.27)$$

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{16}{0,15^2} \approx 711,1 \text{ с.}$$

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

$$A_{\text{ИО}} = 30 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{СР}}. \quad (5.28)$$

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

Таблица 5.1 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности I_2/I_{H}	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность (с)	16	54,9	79,0	123,5	219,5	500,0

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

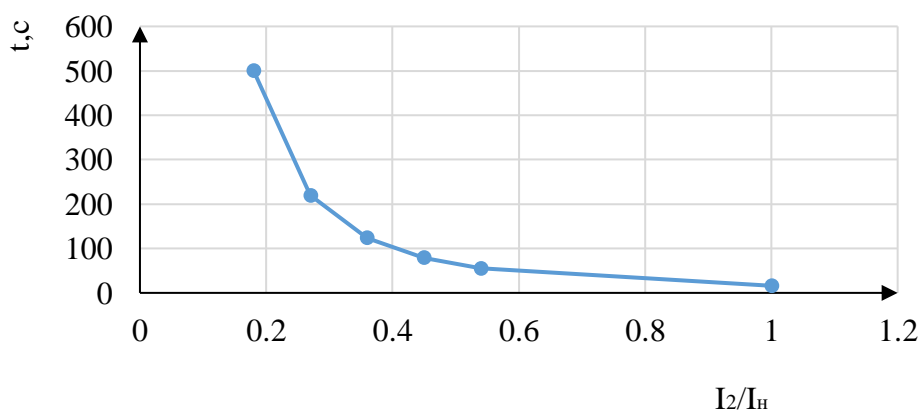


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем: $t_{\text{мин.}} = 16 \text{ с}$, $t_{\text{макс.}} = 500 \text{ с}$.

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

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

По первому условию:

Выбор тока срабатывания производится по кривой предельной длительности протекания через генератор токов обратной последовательности

По второму условию:

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

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

При двухфазном КЗ в конце линии:

$$I_{2\text{С.З.}}^* \leq \frac{I_{\text{МИН}}^2}{K_{\text{Ч}}} = \frac{1}{1,2 \cdot (x_{d*}'' + x_{\Gamma*} + 2 \cdot x_{\Gamma*} + 2x_{\text{Л}}^*)} = \frac{1}{1,2 \cdot (222,22 + 164,44 + 2 \cdot 0,135 + 2 \cdot 0,146)} = 0,0020 \text{ о. е.}, \quad (1.29)$$

$$\text{где } x_{\text{Л}}^* = \frac{S_{\text{б.}}}{U_{\text{б.}}^2} \cdot x_{\text{Л}} = \frac{533}{525^2} \cdot 76,0 = 0,146 \quad (1.30)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2\text{С.З.}} = I_{2\text{С.З.}}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = 0,0020 \cdot 2 \cdot \frac{525}{15,75} = 0,132 \text{ о. е.} \quad (1.31)$$

Принимаем уставку $I_{2сз} = 0,2 \cdot I_H$

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

Отсечка действует с выдержкой времени времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 500 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.3.6 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:

1) сигнальный орган, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания и действующий в предупредительную сигнализацию. Выдержка времени 9 с.

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{сигн}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H, \quad (5.32)$$

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

$K_B = 0,98$ – коэффициент возврата.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{\text{пуск}} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 \cdot I_H, \quad (5.33)$$

3) интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

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

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

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

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

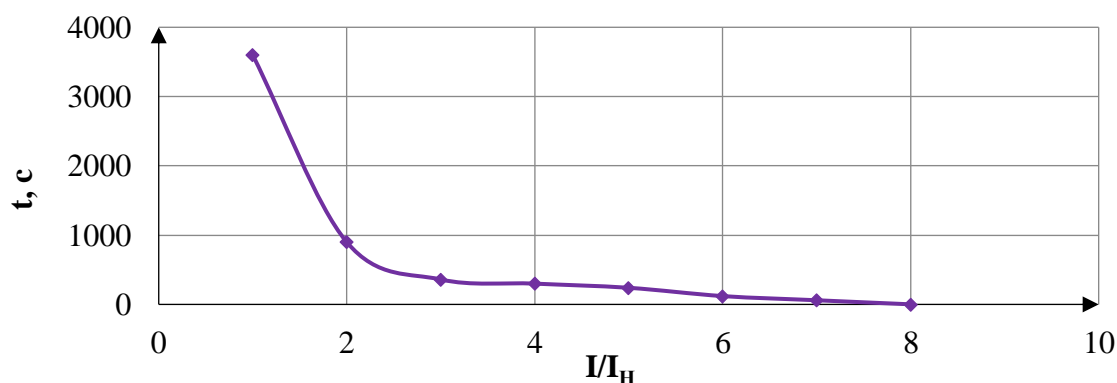


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{1\text{отс}} = \frac{1,4 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0,98} = 1,429 \cdot I_{\text{НОМ}} \quad (5.34)$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению ($U_T < U_{\text{н}} \cdot K_{\text{В}} \cdot n_T$). Напряжение срабатывания принято равным:

$$U_{\text{ср}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{НОМ}}}{K_{\text{В}} \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 15750}{1,03 \cdot 157,5} = 66 \text{ В.} \quad (5.35)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 500 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

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

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

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

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

Согласование производится для условий работы на шинах 500 кВ ГЭС одного блока. Z_1 , приведенное к напряжению 500 кВ, может быть принято:

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 500 кВ Енисейская ГЭС – ПС Камала:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 69,81 + \frac{0,8}{3} \cdot 76,159 = 76,159 \text{ Ом}, \quad (5.36)$$

где K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны, $K_T = 3$;

Z_T – сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 500 кВ:

$$Z_T = \frac{U_k \cdot U_{ном}^2}{S_{ном}} = \frac{0,135 \cdot 525^2}{533} = 69,81 \text{ Ом},$$

$Z'_{1Л}$ – сопротивление линии.

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,135 \cdot \frac{533}{533} + \frac{0,8}{3} \cdot \frac{353}{525^2} \cdot 76,164 = 0,095, \quad (5.37)$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,095 \cdot 0,703 = 0,067 \text{ Ом}, \quad (5.38)$$

где $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{нг}} = \frac{15,75^2}{353} = 0,703$.

Уставка будет равна:

$$Z_{1C3} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,067 \cdot \frac{15000}{\frac{5}{15750}} = 1,27 \text{ Ом}, \quad (5.39)$$

Принимаем уставку $Z_{1C3} = 1,3 \text{ Ом}$.

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

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{15,75 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 12940} = 0,703 \text{ Ом}, \quad (5.40)$$

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 ($2 \cdot I_{\text{В.Н.}}$) и напряжения на зажимах статора $0,95 \cdot U_{\text{Н}}$ (без учета насыщения):

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.Х}}} - 0,95}{x_d} = \frac{4,78 - 0,95}{1,07} = 2,946 \text{ А}, \quad (5.41)$$

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

x_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.}, \quad (5.42)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,9}{0,95 \cdot 2,5} = 0,322. \quad (5.43)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = 71^\circ$.
 Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}}{K_H} = \frac{0,38}{1,1} = 0,35 \text{ о. е.}, \quad (5.44)$$

$$Z_{C3II} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_B = 0,35 \cdot \frac{15,75^2}{353} = 0,246 \text{ Ом}. \quad (5.45)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{C3II} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,246 \cdot 10000/5}{15750/100} = 3,12 \text{ Ом}. \quad (5.46)$$

Принимаем уставку $Z_{II} = 3,12 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{CM1} = 0,195 \text{ Ом}$, $Z_{CM2} = 0,468 \text{ Ом}$.

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

Вторая ступень действует с выдержкой времени 8,5 с – на отключение блочных выключателей 500 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение генератора и гашение полей ГГ и ВГ.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

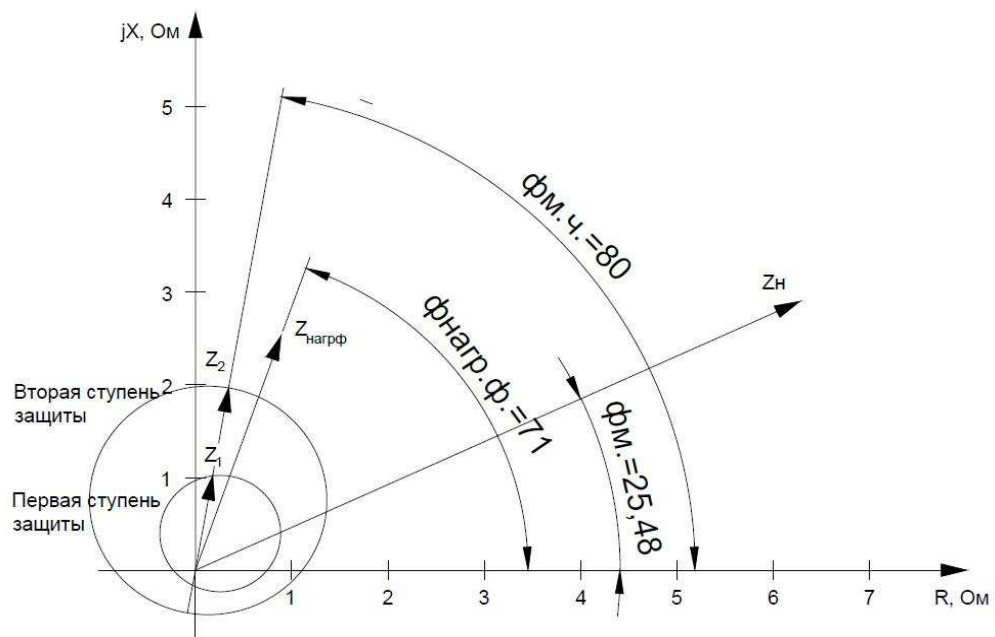


Рисунок 5.5 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.3.8 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

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

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.48)$$

3) интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме, и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей, перегрузочная способность обмотки ротора занесена в таблицу 5.3.

Таблица 5.3 – Перегрузочная способность обмотки ротора

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

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

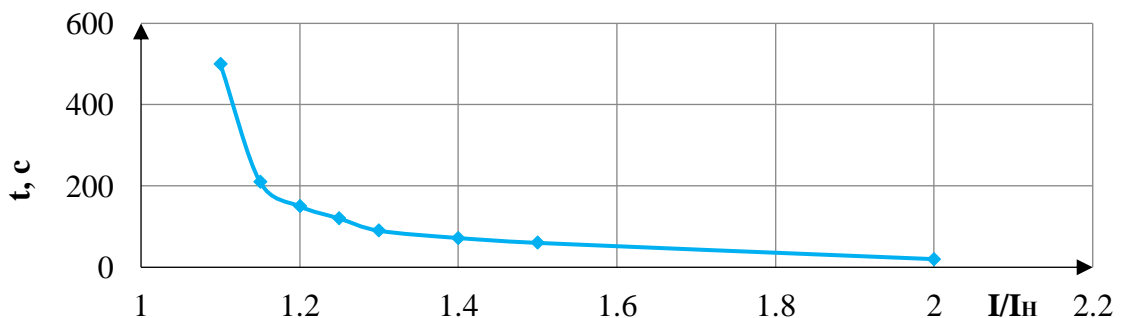


Рисунок 5.6 – Характеристика интегрального органа

защиты от перегрузки обмотки ротора

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

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

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

5.4 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

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

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

Таблица уставок защит и матрица отключений представлены в приложениях (приложение В, таблица В.1-В.2).

6 Компоновка гидроузла

6.1 Определение класса гидротехнического сооружения и отметки гребня плотины

6.1.1 Определение класса гидротехнического сооружения

Класс основных гидротехнических сооружений определяется в зависимости от их высоты и типа грунтов оснований, $N_{уст}$, количества населения в НБ в соответствии с постановлением Правительства РФ №986 от 02.11.2013 №986 и на основании данных по СП [31]:

- 1) высота грунтовой плотины по предварительным данным 70 м и тип грунтов основания (скальное основание – гранит)– II класс;
- 2) мощность ГЭС $N_{уст} = 4405$ МВт – I класс;
- 3) число населения (19000 человек) – II класс.

В конечном итоге Павловский гидроузел будет относиться к I классу сооружений. Следовательно, обеспеченность расхода принимаем равной 0,1%.

6.1.2 Определение отметки гребня плотины

6.1.2.1 Бетонная плотина

За отметку гребня бетонной плотины принимается отметка, вычисленная по формуле:

$$\nabla_{ГБП} = \nabla_{НПУ} + h_{1\%} + \Delta h_{set} + a, \quad (6.1)$$

где a - величина запаса, зависит от класса сооружения, и составляет не менее: для I класса – 0,8 м.

Для скорости ветра $V_w = 17$ м/с принимаю $K_w = 1,83 \cdot 10^{-6}$.

Длина разгона: $L = 6000$ м.

Определим высоту волны 1% обеспеченности:

1. Вычислим безразмерные комплексы:
- 2.

$$\frac{gL}{v^2} = \frac{9,81 \cdot 6000}{17^2} = 204,$$

$$\frac{gt}{v} = \frac{9,81 \cdot 6 \cdot 3600}{17} = 12464$$

где: $t = 6$ ч - период развития волн на водохранилище.

3. По графику ([6] рис.1) по верхней огибающей кривой и значениям $\frac{gL}{v^2}$ и $\frac{gt}{v}$ определяются параметры $\frac{g\bar{h}}{v^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{v}$.

Таблица 6.1 – Определение безразмерных комплексов

$\frac{gL}{v^2}$	$\frac{g\bar{h}}{v^2}$	$\frac{g\bar{T}}{v}$
204	0,025	1,9
$\frac{gt}{v}$	$\frac{g\bar{h}}{v^2}$	$\frac{g\bar{T}}{v}$
12464	0,082	4,05

Используя меньшие полученные значения $\frac{g\bar{h}}{v^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{v}$ вычислим средний период волны \bar{T} и среднюю высоту волны \bar{h} :

$$\bar{h} = \frac{0,025 \cdot v^2}{g} = \frac{0,025 \cdot 17^2}{9,81} = 0,74 \text{ м}, \quad (6.2)$$

$$\bar{T} = \frac{1,9 \cdot v}{g} = \frac{1,9 \cdot 17}{9,81} = 3,29 \text{ с}. \quad (6.3)$$

4. Вычислим среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 3,29^2}{2 \cdot 3,14} = 16,93 \text{ м}. \quad (6.4)$$

5. Условие $d = 35 \text{ м} > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d = 8,47 \text{ м}$ выполнено, расчёт выполняем для глубоководной зоны.

6. Определим высоту волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h}k_i = 0,74 \cdot 2,1 = 1,55 \text{ м}, \quad (6.5)$$

где: $k_i = 2,11$ – коэффициент принимаемый по графику([6] рис. 2).

$$\nabla\text{ГБП} = 136 + 1,55 + 0,8 = 138,55 \text{ м},$$

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины:

$$\nabla\text{ГБ} = \nabla\text{ГВ} + 1,6 \cdot H_{\text{ст}} = 131 + 1,6 \cdot 5 = 139 \text{ м}, \quad (6.6)$$

где $H_{ст} = 5$ м.

В конечном итоге принимаю отметку высоты всего напорного фронта равной 139 метра.

6.2 Гидравлические расчеты

6.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Определяем 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 – $Q_{ГЭС}$:

$$Q_p = Q_{max0,1\%} - Q_{ГЭС} - \frac{V_{пол}}{t_{ср}} - Q_{пр}, \quad (6.7)$$

$$Q_p = 31103 - 476 \cdot (15 - 3) - \frac{73,04 \cdot 10^9}{6 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} - 3024 = 17660 \frac{м^3}{с}.$$

где $Q_{max0,1\%}$ – расчетный максимальный расход для обеспеченности 0,1% для I класса сооружения;

$V_{пол}$ – полезный объем водохранилища; $t_{ср}$ – время сработки (6 месяца, принято из водно-энергетических расчетов);

$Q_{пр}$ – расход притока в зимние месяцы;

$Q_{ГЭС}$ – расход через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии и через агрегаты ГЭС. Количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов (n-3) при числе агрегатов от 13 до 18 включительно

Принимаем расход который должен пропускать поверхностный водослив равный $Q_p = 17660$ м³/с.

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_с} = \frac{17660}{22,8} = 774,58 \text{ м}, \quad (6.8)$$

где $q_с$ – удельный расход на водосливе:

$$q_с = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 18,24 = 22,8 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.9)$$

где q_p – удельный расход на рисберме:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{НБ} = 6 \cdot 3,04 = 18,24 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.10)$$

где $h_{НБ} = \nabla_{УНБ} - \nabla_{\text{дна}} = 69,04 - 66 = 3,04 \text{ м}$ – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой $Z_{нб} = f(Q)$ при $Q_{\text{расч.мах}}$ при обеспеченности 0,1%;
 $[v_h] = 6 \text{ м/с}$ – не размывающая скорость для скальных пород.

Определим количество водосливных отверстий. Зададимся стандартной шириной пролета отверстия $b = 24 \text{ м}$, тогда водосливных отверстий:

$$n = \frac{B}{b} = \frac{774,58}{24} = 33 \quad (6.11)$$

Округлим до ближайшего целого и, согласно [7], при количестве затворов более шести следует учитывать вероятную невозможность открытия одного затвора, следовательно, расчетное количество пролетов необходимо увеличить на единицу:

$$n = n' + 1 = 33 + 1 = 34 \quad (6.12)$$

Ширина водосливного фронта, которую будем в дальнейшем использовать равна:

$$B' = b \cdot n' = 24 \cdot 33 = 792 \text{ м}; \quad (6.13)$$

$$B = b \cdot n = 24 \cdot 34 = 816 \text{ м};$$

Бык примем разрезным, толщина разрезного бычка определяется по формуле Березинского и принимаем равным 4 м. Головная часть быка имеет обтекаемую форму для улучшенного обтекания.

Ширина водосливного фронта с учетом размеров быков в плане:

$$B'_Б = B' + (n' - 1) \cdot \delta_Б = 792 + (33 - 1) \cdot 4 = 920 \text{ м}; \quad (6.14)$$

$$B_Б = B + (n - 1) \cdot \delta_Б = 816 + (34 - 1) \cdot 4 = 948 \text{ м}. \quad (6.15)$$

6.2.2 Определение отметки гребня водослива

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

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{17660}{0,49 \cdot 792 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 4,73 \text{ м}, \quad (6.16)$$

где $m = 0,49$ – коэффициент расхода водослива безвакуумного профиля.
Напор перед водосливом:

$$H_{02} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}}, \quad (6.17)$$

$$H_{02} = \left(\frac{17660}{0,49 \cdot 0,982 \cdot 792 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 4,78 \text{ м},$$

где σ_n (в КП $\sigma_n = 1$) – коэффициент подтопления;
 ε – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определяют по формуле:

$$\varepsilon = 1 - \frac{0,2 \cdot H_{01} \cdot \xi}{b}, \quad (6.18)$$

$$\varepsilon = 1 - \frac{0,2 + 4,73 \cdot 0,45}{24} = 0,982,$$

где $\xi = 0,45$ – коэффициент уменьшения, учитывающий форму быков в плане (полукруглая);

b – ширина пролета;

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot v_0^2}{2g} = 6,23 - \frac{1,1 \cdot 0,274^2}{2 \cdot 9,81} = 4,77 \text{ м}, \quad (6.19)$$

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

$$v_0 = \frac{Q_p}{(\nabla_{НПУ} - \nabla_{дна})(B + (n - 1) \cdot \delta_B)}, \quad (6.20)$$

$$v_0 = \frac{17660}{(136 - 66) \cdot (792 + (33 - 1) \cdot 4)} = 0,274,$$

где $\alpha = 1,1$ – коэффициент Кориолиса, в расчетах принимаем;

Примем стандартное значение $H_{ст} = 5$ м.

Отметка гребня водослива:

$$\nabla ГВ = \nabla НПУ - H_{ст} = 136 - 5 = 131,00 \text{ м}, \quad (6.21)$$

6.2.3 Проверка на пропуск поверочного расхода

Проверим достаточность водопропускной способности водосливной плотины. Определим поверочный расход через водосливную плотину, при этом заметим, что пропуск производится через все водосбросы и все гидроагрегаты:

$$Q_{р.пов} = Q_{maxпов} - Q_{ГЭС} - \frac{V_{пол}}{t_{ср}} - Q_{пр}, \quad (6.22)$$

$$Q_p = 33870 - 476 \cdot (15 - 3) - \frac{73,04 \cdot 10^9}{6 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} - 3024 = 20427 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

где $Q_{maxпов}$ – расчетный максимальный поверочный расход для обеспеченности 0,01% для I класса сооружения;

$V_{пол}$ – полезный объем водохранилища; $t_{ср}$ – время сработки (6 месяца, принято из водно-энергетических расчетов);

$Q_{пр}$ – расход притока в зимние месяцы;

$Q_{ГЭС}$ – расход через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии и через агрегаты ГЭС. Количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов (n-3) при числе агрегатов от 13 до 18 включительно

Принимаем расход который должен пропускать поверхностный водослив равный $Q_p = 20427 \text{ м}^3/\text{с}$.

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

$$H_{01пов} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{20427}{0,49 \cdot 816 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 5,21 \text{ м}, \quad (6.23)$$

где $m = 0,49$ – коэффициент расхода водослива безвакуумного профиля.
Напор перед водосливом:

$$H_{02\text{пов}} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}}, \quad (6.24)$$

$$H_{02\text{пов}} = \left(\frac{20427}{0,493 \cdot 0,98 \cdot 816 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 5,26 \text{ м},$$

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

где $m_{\text{пов}}$ – коэффициент расхода для поверочного случая, определяемый по формуле:

$$m_{\text{пов}} = m \left[0,805 + 0,245 \frac{H_{01\text{пов.}}}{H_{\text{ст}}} - 0,05 \left(\frac{H_{01\text{пов.}}}{H_{\text{ст}}} \right)^2 \right], \quad (6.25)$$

$$m_{\text{пов}} = 0,49 \cdot \left[0,805 + 0,245 \cdot \frac{5,21}{5} - 0,05 \cdot \left(\frac{5,21}{5} \right)^2 \right] = 0,493$$

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

$$\varepsilon = 1 - \frac{0,2 \cdot H_{01} \cdot \xi}{b}, \quad (6.26)$$

$$\varepsilon = 1 - \frac{0,2 + 5,21 \cdot 0,45}{24} = 0,98,$$

где $\xi = 0,45$ – коэффициент уменьшения, учитывающий форму быков в плане (полукруглая);

b – ширина пролета;

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot v_0^2}{2g} = 6,23 - \frac{1,1 \cdot 0,313^2}{2 \cdot 9,81} = 5,25 \text{ м}, \quad (6.27)$$

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

$$v_0 = \frac{Q_{\text{рпов}}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{дна})(B + (n - 1) \cdot \delta_B)}, \quad (6.28)$$

$$v_0 = \frac{20427}{(137 - 66) \cdot (816 + (34 - 1) \cdot 4)} = 0,313,$$

где $\alpha = 1,1$ – коэффициент Кориолиса, в расчетах принимаем;

Примем стандартное значение $H_{\text{ст}} = 5$ м.

Проверим, не превышает ли отметку $\nabla\text{ФПУ}_p$ заданную $\nabla\text{ФПУ}=137$ м при таком напоре:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 131 + 5,25 = 136,25 \text{ м}, \quad (6.29)$$

$\nabla\text{ФПУ} > \nabla\text{ФПУ}_p$, пропускная способность гидроузла достаточна для пропуска расхода $Q_{\text{пов}} = 33870 \text{ м}^3/\text{с}$.

6.2.4 Построение оголовка водослива по Кригер-Офицерову

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

Вычисленные координаты для построения оголовка представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Приведённые координаты очертания гребня водослива

№ точки	X, м	Y, м	№ точки	X, м	Y, м	№ точки	X, м	Y, м
1	0	0,63	15	7	2,82	29	14	12,31
2	0,5	0,18	16	7,5	3,305	30	14,5	13,05
3	1	0,035	17	8	3,82	31	15	14,12
4	1,5	0	18	8,5	4,365	32	15,5	15,065
5	2	0,03	19	9	4,935	33	16	16,035
6	2,5	0,135	20	9,5	5,54	34	16,5	17,025
7	3	0,3	21	10	6,175	35	17	18,045
8	3,5	0,5	22	10,5	6,845	36	17,5	19,09
9	4	0,73	23	11	7,54	37	18	20,155
10	4,5	0,99	24	11,5	8,265	38	18,5	21,245
11	5	1,28	25	12	9,47	39	19	22,355
12	5,5	1,605	26	12,5	9,8	40	19,5	23,49
13	6	1,97	27	13	10,61	41	20	24,61
14	6,5	2,375	28	13,5	11,445	42	20,5	25,73

Оголовок водосливной плотины представлен на рисунке 6.1.

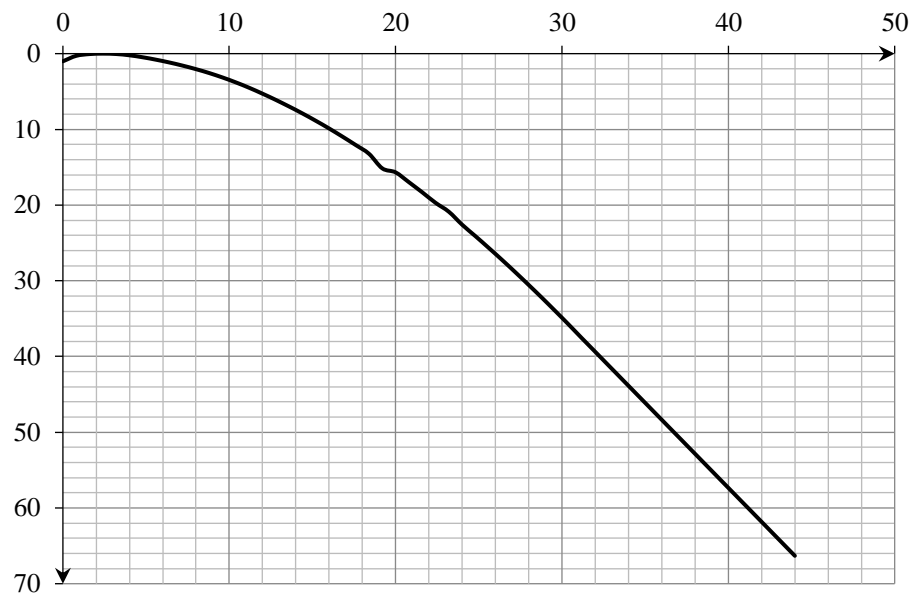


Рисунок 6.1 – Оголовок водосливной плотины

6.2.5 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

При протекании воды через водослив вследствие падения струи скорость потока возрастает и достигает наибольшего значения непосредственно за водосливом в так называемом сжатом сечении С-С (рисунок 6.2). Глубина в сжатом сечении непосредственно влияет на установление формы сопряжения бьефов и поэтому имеет важное значение для дальнейшего расчёта.

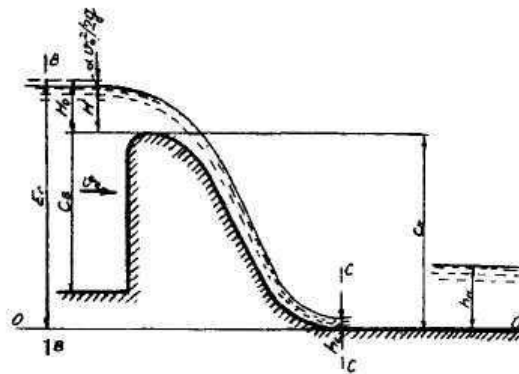


Рисунок 6.2 – Донный режим сопряжения бьефов

Определяем критическую глубину:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_{осн.р.}^2}{g \cdot (B + \sum \delta_6)^2}}, \quad (6.30)$$

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 17660^2}{(948)^2 \cdot 9,81}} = 3,39 \text{ м,}$$

Определяем полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}} = 136 - 66 = 70 \text{ м}, \quad (6.31)$$

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{\text{кр}}} = \frac{70}{3,39} = 20,66 \text{ м}, \quad (6.32)$$

По графику М. Д. Чертоусова в зависимости от коэффициента скорости $\varphi = 0,9$ и ξ_{T_0} определяем ξ_c и ξ_c'' :

$$\xi_c = 0,18; \xi_c'' = 3,2,$$

Вычисляем сопряженные глубины:

$$h'_c = \xi_c h_{\text{кр}} = 0,18 \cdot 3,39 = 0,61 \text{ м}, \quad (6.33)$$

$$h''_c = \xi_c'' h_{\text{кр}} = 3,28 \cdot 3,39 = 11,84 \text{ м}. \quad (6.34)$$

$h_{\text{НБ}} < h''_c, 3,04 < 11,84$, следовательно, сопряжение по типу отогнанного прыжка. Отогнанный прыжок за плотиной не допускается, поэтому необходимо проектировать сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка.

Отогнанный прыжок за плотиной не допускается, и проектируется сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка. Для этого необходимо создать с нижним бьефом соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью гасителей энергии. Для плотин на скальном основании (гранит) высотой более 40 м (высота плотины 75 м) гашение энергии сбрасываемой воды осуществляют способом свободно отброшенной струи.

6.2.6 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи

Для реализации этого способа в конце водослива устраивают высокий уступ с носком-трамплином. Струя, сходящая с носка-трамплина, отлетает на некоторое расстояние от водосброса. В месте падения на дне образуется яма размыва. Основная задача проектирования - обеспечить отброс струи на расстояние, безопасное для устойчивости водосбросной плотины и других сооружений.

Высота от дна до носка:

$$a = h_{\text{НБ}}^{\text{max}} + (1 - 2)m = 3,08 + 1,92 = 5,0 \text{ м}, \quad (6.35)$$

где $h_{\text{нб}}^{\text{max}} = 3,08$ м.

Отметка носка:

$$\nabla\text{НОС} = \nabla\text{ДНА} + a = 66,0 + 5,0 = 71,0 \text{ м.} \quad (6.36)$$

Скоростое падение (напор воды на носке):

$$Z_H = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{НОС} = 136,0 - 71,0 = 65,0 \text{ м.} \quad (6.37)$$

Скорость потока воды на носке:

$$V_H = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_H} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 65,0} = 32,14 \frac{\text{м}}{\text{с}}, \quad (6.38)$$

где φ - коэффициент скорости потока, принимаю равным 0,9.

Высота потока на носке:

$$h_H = \frac{q}{V_H} = \frac{18,63}{32,14} = 0,58 \text{ м.} \quad (6.39)$$

Число Фруда:

$$Fr = \frac{V_H^2}{g \cdot h_H} = \frac{32,14^2}{9,81 \cdot 0,58} = 181,67. \quad (6.40)$$

Дальность полета отброса струи:

$$L = K_a \cdot Z_H \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{Z_0}{Z_H} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha}} \right), \quad (6.41)$$

где K_a - коэффициент аэрации, принимаю равным 1; α - угол наклона носка, принимаю равным 30° ; $Z_0 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ДНА} = 136,0 - 66,0 = 70,0$ м.

Таким образом:

$$\begin{aligned} L &= 1 \cdot 65 \cdot 0,9^2 \cdot \sin 2 \cdot 30^\circ \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{70}{65} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0,9^2 \cdot \sin^2 30^\circ}} \right) = \\ &= 89,09 \text{ м.} \end{aligned}$$

Проверка для слабой скалы, должно выполняться условие:

$$L > (0,5 \div 0,6) \cdot Z_0. \quad (6.42)$$

$$89,09 > 35.$$

Условие выполнено, яма размыва образуется на безопасном расстоянии от сооружения.

Глубина размыва – яма

$$H_p = t - h_{\text{НБ}}. \quad (6.43)$$

где $t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{НБ}}}{d}} \cdot h_H$; d – средняя крупность отдельностей, в расчёте принята 1 м.

Таким образом:

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{181,67}) \cdot \sqrt{181,67} \cdot \sqrt[4]{\frac{3,04}{1}} \cdot 0,58 = 18,07. \quad (6.44)$$

$$H_p = 18,07 - 3,04 = 15,03 \text{ м.}$$

Центр ямы:

$$L_1 = L + \frac{t}{\text{tg}\alpha_1}, \quad (6.45)$$

$$\text{где } \text{tg}\alpha_1 = \sqrt{\text{tg}^2\alpha + \frac{2 \cdot g(0,5 \cdot h_H \cdot \cos\alpha + a - h_{\text{НБ}})}{V_H^2 \cdot \cos^2\alpha}},$$

$$\text{tg}\alpha_1 = \sqrt{\text{tg}^2 30^\circ + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 0,58 \cdot \cos 30^\circ + 5,0 - 3,04)}{32,14^2 \cdot \cos^2 30^\circ}} = 0,39$$

$$L_1 = 89,09 + \frac{18,07}{0,39} = 135,55 \text{ м.}$$

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

$$b_p = 2,5 \cdot h_{\text{кр}} + 3,7 \cdot H_p = 2,5 \cdot 3,39 + 3,7 \cdot 18,07 = 64,10 \text{ м.} \quad (6.46)$$

По дну яма размыва – примерно равна $2,5 \cdot h_{кр}$, где $h_{кр}$ – критическая глубина потока:

$$2,5 \cdot h_{кр} = 2,5 \cdot 3,39 = 8,47 \text{ м.} \quad (6.47)$$

Уклон верхового откоса ямы размыва может быть принят 1:2,2, уклон низового откоса 1:1,5.

6.2.7 Гидравлический расчет глубинных (донных) водосбросов

Донные отверстия водосбросной плотины предусматриваются, как на период строительства, для пропуска строительных расходов, так и для дальнейшей эксплуатации.

Глубинный водосброс используется в качестве дополнительного и рассчитывается на полезный объем водохранилища.

$$Q_p = \frac{V_{\text{пол.вдхр.}}}{t_{\text{сраб}}} + Q_{\text{пр}} = \frac{73040000000}{6 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} + 3034 = 7730 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \quad (6.48)$$

где $V_{\text{вдхр}}^{\text{полезн}}$ – полезный объем водохранилища проектируемой ГЭС;

$t_{\text{сраб}}$ – период сработки водохранилища до отметки УМО, с.

Пропускная способность при незатопленном выходном отверстии определяется по формуле:

$$Q = \mu \cdot \omega_{\text{во}} \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H_{\text{во}}}, \quad (6.49)$$

где Q_p – расход, сбрасываемый через отверстие;

$H_{\text{во}}$ – напор над центром входного отверстия;

$\omega_{\text{во}}$ – площадь выходного отверстия.

Принимаем количество отверстий равное шести. Тогда расход через одно водопропускное отверстие:

$$Q_{1 \text{ отв}} = \frac{Q_{\text{р.в.}}}{6} = 1288,42 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \quad (6.50)$$

Для того, чтобы определить $H_{\text{во}}$ нужно предварительно задаться высотой отверстия и отметкой нижней кромки глубинного водовыпуска. Предварительно принимаем высоту отверстия $h=8,0$ м, тогда нижняя отметка донного отверстия 98,0 м. отметка над центром выходного отверстия.

$$\nabla_{\text{ЦВО}} = 98,0 + \frac{h}{2} = 102,0 \quad (6.51)$$

Напор над центром выходного отверстия:

$$H_{\text{ВО}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ЦВО}} = 136,0 - 102,0 = 34,0 \text{ м} \quad (6.52)$$

Площадь выходного отверстия при известном расходе будет равна:

$$\omega_{\text{ВО}} = \frac{Q_{1 \text{ отв}}}{\mu \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H_{\text{ВО}}}} = \frac{1288,42}{0,8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 34,0}} = 62,36 \text{ м}^2 \quad (6.53)$$

Так как высота отверстия 8 м, тогда ширина будет равна:

$$b = \frac{\omega_{\text{ВО}}}{h} = \frac{62,36}{8} = 7,79 \text{ м} \quad (6.54)$$

Округлим до 8 м.

Тогда площадь поперечного сечения отверстия окончательно будет равна:

$$\omega_{\text{ВО}} = b \cdot h = 8 \cdot 8 = 64 \text{ м}^2 \quad (6.55)$$

Исходя из расчета получаем 6 водосбросных сооружения, размеры которого:

$$h = 8 \text{ м}, b = 8 \text{ м}.$$

6.3 Конструирование бетонной водосливной 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.

Для скальных пород величину ширины подошвы можно принять по формуле:

$$B_n = (0,7 \div 0,8) \cdot h = 0,7 \cdot 72 = 50 \text{ м}, \quad (6.56)$$

где h – высота водосливной плотины, равная:

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 136 - 64 = 72 \text{ м}. \quad (6.57)$$

6.3.2 Разрезка бетонных плотин швами

Во избежание недопустимо больших напряжений в различных частях бетонной плотины на скальном основании, появляющихся при неравномерных осадках основания и при температурных деформациях, плотину делят на секции сквозными температурно-усадочными швами. Разрезку плотины производят чаще по быкам, чтобы избежать неравномерных осадок смежных быков, что может привести к заклиниванию затвора.

В данной работе бетонная водосливная плотина разрезана швами по осям быков, т.е. ширина одной секции между швами равна:

$$b_{\text{с}} = b + \delta_{\text{Б}} = 24 + 4 = 28 \text{ м}, \quad (6.58)$$

где b – ширина пролета водосливной плотины;
 $\delta_{\text{Б}}$ – толщина быка.

Ширину постоянных деформационных температурно-осадочных швов принимаем равной 4 см в верхней части и 1 см в пределах фундаментной плиты.

6.3.3 Быки

Оголовок быка выполняется полукруглым для лучшего обтекания потоком. Толщину разрезного быка принимаем 3 м. Минимальная толщина между пазами 0,8 м. Ширина быка по гребню 20 м для обеспечения проезда транспорта и для размещения подъемных механизмов.

6.3.4 Устои

Различают устои сопрягающие, устраиваемые для сопряжения водосливной плотины с грунтовой или берегом, и отдельные, которые отделяют водослив от глухой бетонной плотины или здания ГЭС.

Применим 1 отдельный устой для отделения водосливной плотины от здания ГЭС.

6.3.5 Галереи в теле плотины

В теле плотины необходимо предусматривать продольные и поперечные галереи. По высоте плотины галереи располагаем через 15 м, одну из продольных

галерей следует проектировать выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотины.

Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания и строительных швов плотины, создания и восстановления вертикального дренажа, следует принимать минимальными, но при этом обеспечивающими провоз и работу бурового, цементационного и другого оборудования. Назначаем шириной – 4,5 м, высотой – 3,5 м.

Галереи, предусмотренные для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций назначаем шириной – 2,0 м, высотой – 2,5 м.

6.3.6 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины

6.3.6.1 Цементационная завеса

На скальном основании как правило устраиваются вертикальные дренажные устройства и цементационные завесы, для уменьшения фильтрационных расходов.

Расстояние от напорной грани плотины до оси цементационной завесы:

$$l_3 = (0,10 \div 0,25) \cdot B = 0,1 \cdot 50 = 5 \text{ м}, \quad (6.59)$$

Глубина цементационной завесы определяется по формуле:

$$h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,8) \cdot H_{\text{max}} = 0,5 \cdot 69,4 = 39,2 \text{ м}, \quad (6.60)$$

где H_{max} – максимальный напор на плотине, равный:

$$H_{\text{max}} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБmin} = 136 - 66,6 = 69,4 \text{ м}, \quad (6.61)$$

где $\nabla \text{НБmin} = 66,6 \text{ м}$ – минимальная отметка НБ соответствует пропуску водохозяйственного расхода.

Толщина цементационной завесы определяется исходя из допустимого градиента фильтрации через завесу:

$$\delta_3 \geq \frac{\Delta H \cdot \gamma_n}{J_{\text{cr.m}}} = \frac{41,64 \cdot 1,25}{15} \geq 3,5 \text{ м}, \quad (6.62)$$

где ΔH – потери напора на цементационной завесе;
 $J_{\text{cr.m}} = 15$ – критический градиент напора для бетонной плотины.

6.3.6.2 Дренажные устройства

Диаметр дренажных скважин принимаю 0,2 м, расстояние между ними 3 метра.

Через дренажные скважины фильтрующуюся воду выводят в цементационную или дренажную галерею, а отвод воды в НБ осуществляют насосами.

Потери напора для плотин с цементационной завесой $H_{ас}/H_d=0,4H$, а для дренажа $H_{др}/H_d=0,20H$.

Глубину скважин принимают равной:

$$h_{др.} = (0,5 \div 0,7)h_{зав} = 0,5 \cdot 39,2 = 19,6 \text{ м.} \quad (6.63)$$

На рисунке 6. 3 представлена схема цементационной завесы и дренажа

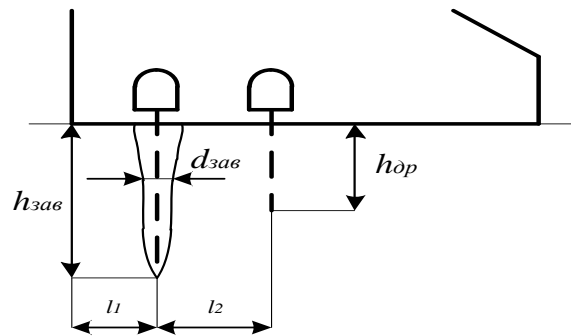


Рисунок 6.3 – Схема цементационной завесы и дренажа

6.4 Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины

6.4.1 Определение основных нагрузок на плотину

Расчётный случай – нормальный эксплуатационный при НПУ = 136 м в верхнем бьефе и минимальном уровне нижнего бьефа при отметке $\nabla_{УНБ_{min}} = 66,6$ м.

6.4.1.1 Вес сооружения и затворов

Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot \rho_б}{b + \delta_б} = \frac{1932,28 \cdot 24 \cdot 9,81 \cdot 2400}{24 + 4} = 38994,51 \text{ кН/м,} \quad (6.64)$$

где $S_{пл} = 1932,28 \text{ м}^2$ – площадь плотины, вычисленная в ПК «AutoCAD»;
 b – ширина пролета водосливной плотины;
 $\rho_б$ – плотность бетона;
 $\delta_б$ – толщина быка.
 Вес быка определяем аналогичным образом:

$$G_б = \frac{S_б \cdot \delta_б \cdot g \cdot \rho_б}{b + \delta_б} = \frac{2250,37 \cdot 4 \cdot 9,81 \cdot 2400}{24 + 4} = 7568,96 \text{ кН/м}, \quad (6.65)$$

Вес плоского затвора по формуле Березинского:

$$Q_з \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g = 0,055 \cdot 156 \cdot \sqrt{156} \cdot 9,81 = 1051,28 \text{ кН}, \quad (6.66)$$

где f – площадь затвора, равная:

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (137 - 131 + 0,5) \cdot 24 = 156 \text{ м}^2, \quad (6.67)$$

Вес затвора приводят к 1 п. м. длины:

$$q_з = \frac{Q_з}{b + \delta_б} = \frac{1051,28}{24 + 4} = 37,55 \text{ кН/м}. \quad (6.68)$$

6.4.1.2 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны верхнего бьефа:

$$T_в = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 72^2}{2} = 25427,52 \text{ кН/м}, \quad (6.69)$$

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны нижнего бьефа:

$$T_н = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 2,6^2}{2} = 33,16 \text{ кН/м}, \quad (6.70)$$

6.4.1.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Высота эпюры взвешивающего давления:

$$h_{вз} = \nabla\text{УНБ}_{min} - \nabla\text{под} = 66,6 - 64 = 2,6 \text{ м}, \quad (6.71)$$

Сила взвешивающего давления определяется как:

$$W_{\text{взв}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 130 = 1275,3 \text{ кН/м}, \quad (6.72)$$

где $S_{\text{эп}} = 130 \text{ м}^2$ – площадь эпюры взвешивающего давления, вычисленная в ПК «AutoCAD».

6.4.1.4 Сила фильтрационного давления

Как было написано в пункте 6.3.7.1, толщина цементационной завесы определяется исходя из допустимого градиента фильтрации через завесу по формуле:

$$\delta_3 \geq \frac{\Delta H \cdot \gamma_n}{J_{\text{cr.m}}},$$

По эпюре фильтрационного противодействия для гравитационной плотины с цем. завесой в основании находим ΔH :

$$\Delta H = H_d - H_{as}, \quad (6.73)$$

где H_d – полный фильтрационный напор;

H_{as} – напор на цемзавесе.

Проведем фильтрационный расчет плотины на скальном основании по СП [32]. Эпюра фильтрационного противодействия показана на рисунке 6.4.

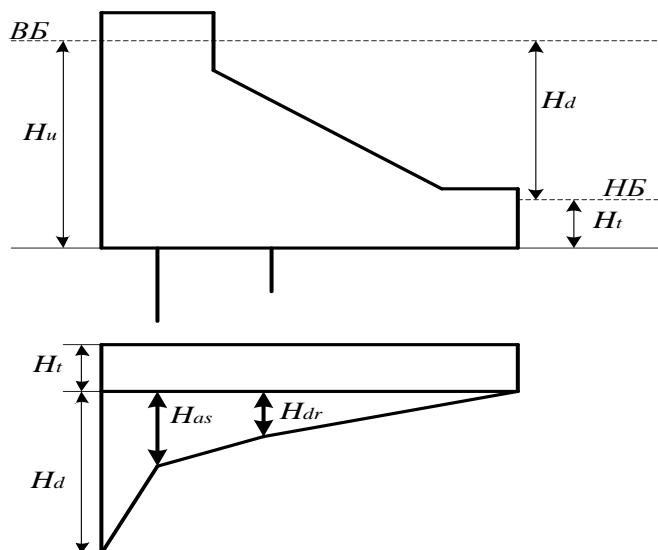


Рисунок 6.4—Схема эпюры фильтрационного противодействия

Для I класса сооружения в [32] находим соотношения $\frac{H_{as}}{H_d}$ и $\frac{H_{dr}}{H_d}$:

$$\frac{H_{as}}{H_d} = 0,4,$$

$$\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,2.$$

Зная величину $H_d = 136 - 66,6 = 69,4$ м, вычисляем H_{as} и H_{dr} :

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,5 \cdot 69,4 = 27,76 \text{ м}, \quad (6.74)$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 69,4 = 13,88 \text{ м}. \quad (6.75)$$

Величина потерь на цементационной завесе:

$$\Delta H = 69,4 - 27,76 = 41,64 \text{ м}.$$

Сила фильтрационного давления, действующая только на плотину:

$$W_\phi = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 652,36 = 6399,65 \text{ кН/м}, \quad (6.76)$$

где $S_{\text{эп}} = 652,36 \text{ м}^2$ – площадь эпюры под плотиной.

6.4.1.5 Давление грунта

Активное давление наносов со стороны верхнего бьефа определяется следующим образом:

$$p_H = \gamma_H^{\text{взв}} \cdot h_H \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_H}{2} \right), \quad (6.77)$$

$$p_H = 10 \cdot 7 \cdot \text{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{20}{2} \right) = 34,2 \text{ кН/м}^2,$$

где $\gamma_H^{\text{взв}} = 10 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;
 $\varphi_H = 20$ – угол внутреннего трения наносов;
 $h_H = 7 \text{ м}$ – толщина слоя наносов.

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м:

$$E_H = \frac{p_H \cdot h_H}{2} = \frac{34,3 \cdot 7}{2} = 120,05 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.78)$$

6.4.1.6 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления по формуле Можевитинова:

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (6.79)$$

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 1,55 \cdot \left(\frac{16,93}{3,14} + \frac{0,44}{2} \right) = 42,6 \text{ кН/м},$$

где $h_{1\%} = 1,55$ м – высота волны 0,1 %-ной обеспеченности;

$\bar{\lambda} = 16,93$ м – средняя длина волны;

$h_0 = 0,44$ м – величина, определяющаяся по формуле:

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 1,55^2}{16,93} = 0,44 \text{ м}, \quad (6.80)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{16,93}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 1,55 = 2,1 \text{ м}. \quad (6.81)$$

6.4.2 Расчет прочности плотины

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

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

Для удобства расчетов составляем таблицу 6.3, в которую вносятся нагрузки, умноженные на коэффициент надежности для нагрузки.

Таблица 6.3 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	γ_f	Направление силы	Основной случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
Тв	1,00	→	25427,52	24,00	610260,48
Тн	1,00	←	33,16	-0,87	-28,74

Продолжение таблицы 6.3

Нагрузка	γ_f	Направление силы	Основной случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
Gб	0,95	↓	7190,51	-12,82	-92182,35
Gпл	0,95	↓	37044,79	-10,15	-376004,61
WВЗВ	1,00	↑	1275,30	0,00	0,00
Wф	1,00	↑	6399,65	12,42	79483,67
Qз	0,9	↓	33,79	-22,12	-747,46
$W_{\text{волн}}$	1,00	→	42,60	69,88	2976,79
E_n	1,20	→	144,06	4,33	624,26
F		↔		25581,02	
N		↓↑		36594,14	
M		Σ		224382,05	

Расчет краевых напряжений в горизонтальных сечениях плотины (при расчете на 1 п. м. длины) выполняют по формулам:

1) для верхней грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_d} + \frac{6 \cdot \sum M}{B_d^2}, \quad (6.82)$$

$$\sigma_y^u = -\frac{36594,14}{50} + \frac{6 \cdot 224382,05}{50^2} = -193,37 \text{ кН/м}^2,$$

где N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;
 M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;
 B_d – ширина подошвы плотины, равная 50 м.

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u m_u^2 - \gamma_w H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (6.83)$$

$$\sigma_x^u = -193,37 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot 72 \cdot (1 - 0^2) = -706,32 \text{ кН/м}^2,$$

где $\gamma_w = 9,81 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес воды;
 $H_d^u = 72 \text{ м}$ – напор над расчетным сечением со стороны верхнего бьефа;
 m_u – заложение верхней грани на уровне расчетного сечения.

$$m_u = tg \alpha_1, \quad (6.84)$$

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

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u^2 = 0, \quad (6.85)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 - m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2, \quad (6.86)$$

$$\sigma_1^u = -193,37 \cdot (1 - 0^2) + 9,81 \cdot 72 \cdot 0^2 = -193,37 \text{ кН/м}^2,$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 72 = -706,32 \text{ кН/м}^2. \quad (6.87)$$

2) для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_d} - \frac{6 \cdot \sum M}{B_d^2}, \quad (6.88)$$

$$\sigma_y^t = -\frac{36594,14}{50} - \frac{6 \cdot 224382,05}{50^2} = -1270,4 \text{ кН/м}^2,$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t m_t^2 - \gamma_w H_d^t \cdot (1 - m_t^2), \quad (6.89)$$

$$\sigma_x^t = -1270,4 \cdot 0,75^2 - 9,81 \cdot 2,6 \cdot (1 - 0,75^2) = -725,76 \text{ кН/м}^2,$$

где $\gamma_w = 9,81 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес воды;
 $H_d^t = 2,6 \text{ м}$ – напор над расчетным сечением со стороны нижнего бьефа;
 $m_t = tg37^\circ = 0,75$ – заложение низовой грани на уровне расчетного сечения.

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t^2, \quad (6.90)$$

$$\tau_{xy}^t = -(9,81 \cdot 2,6 - 1270,4) \cdot 0,75^2 = 933,67 \text{ кН/м}^2,$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -9,81 \cdot 2,6 = -25,51 \text{ кН/м}^2, \quad (6.91)$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2, \quad (6.92)$$

$$\sigma_3^t = -1270,4 \cdot (1 + 0,75^2) + 9,81 \cdot 2,6 \cdot 0,75^2 = -1970,65 \text{ кН/м}^2,$$

Для удобства расчет крайних напряжений сведем в таблицу 6.4.

Таблица 6.4 – Краевые напряжения, действующие на плотину

Напряжение	Основной случай	
	Напорная грань	Низовая грань
σ_y	-193,37	-1270,40
σ_x	-706,32	-725,76
τ_{xy}	0	933,67
σ_1	-193,37	-25,51
σ_3	-706,32	-1970,65

6.4.3 Критерии прочности плотины

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

- 1) во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3^{max}| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.93)$$

$$1,25 \cdot 1,00 \cdot 1970,65 \leq 0,9 \cdot 7500,$$

$$2463,2 \leq 6750,$$

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

$\gamma_{lc} = 1,00$ – коэффициент сочетания нагрузок;

$\gamma_{cd} = 0,90$ – коэффициент условий работы;

R_b – расчетное сопротивление бетона по сжатию.

Таким образом, величина главного напряжения и прочность бетона класса В5, который необходимо уложить в зоне с максимальными сжимающими напряжениями, удовлетворяют приведенному выше условию.

- 2) на верховой грани не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0, \quad (6.94)$$

$$-193,37 < 0.$$

- 3) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot H_d^u \cdot \gamma_B, \quad (6.95)$$

$$193,37 \geq 0,25 \cdot 72 \cdot 9,81,$$

$$193,37 \geq 180.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиям прочности.

6.4.4 Расчет устойчивости плотины

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.96)$$

где R – расчетное значение несущей способности, находится по формуле:

$$R = (G_{пл} + G_6 - W_{взв} + W_n - W_\phi + q_3) \cdot tg\varphi + c \cdot \omega, \quad (6.97)$$

$$R = (37044,79 + 7190,51 - 1275,30 - 6399,65 + 33,79) \cdot 0,8 + 150 \cdot 50 \\ = 36775,31 \text{ кН/м}$$

где $tg\varphi = 0,8$ – внутреннее трение для грунта основания;
 $c = 150$ – удельное сцепление скалы;
 ω – г. проекция S подошвы плотины, рассчитывается по формуле:

$$\omega = B_n \cdot 1 = 50 \cdot 1 = 50 \text{ м}, \quad (6.98)$$

$$F = T_v - T_n + W_{волн} + E_n, \quad (6.99)$$

$$F = 25427,52 - 33,16 + 42,60 + 144,06 = 25581,02 \text{ кН/м.}$$

Таким образом:

$$\frac{36775,31 \cdot 0,95}{25581,02 \cdot 1,0} = 1,37,$$

$$1,37 \geq 1,25.$$

Условие выполняется, плотина устойчива.

7 Охрана труда, техника безопасности и пожарная безопасность

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Важнейшей задачей службы эксплуатации Енисейской ГЭС является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Аварии на ГЭС (прорыв напорного фронта) могут привести к катастрофическим последствиям для региона. Поэтому гарантия безопасности сооружения является общегосударственной задачей. Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации ГТС регламентируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Важнейшим является Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений». Составление Декларации о безопасности ГТС это требование закона «О безопасности гидротехнических сооружений», определяющееся положением, утвержденным Правительством РФ. Положение определяет порядок составления Декларации о безопасности сооружения и содержание. Воплощение государственной экспертизы является обязательным для ГТС при их проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитальном ремонте, восстановлении или консервации.

Ответственность за обеспечение безопасности лежит на собственнике гидроэлектростанции. Контрольно-измерительная аппаратура (КИА) осуществляет контроль состояния основных сооружений ГЭС. В состав эксплуатационного персонала входит специальное подразделение, задача которое с помощью КИА измеряет контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценку безопасности ГТС на основании проанализированных данных. На основании перечисленного и Акта обследования состояния ГТС составляется Декларация о безопасности, в которой подтверждается безопасность сооружений, их соответствие критериям безопасности, действующим нормам и правилам, проекту, а также формируется вид и масштабы вероятных аварийных ситуаций и рекомендации по предупреждению и устранению явлений препятствующих безопасной эксплуатации.

7.2 Требования по охране труда и техники безопасности для работников Енисейской ГЭС

7.2.1 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 Енисейской 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 Павловской гидроэлектростанции;
- ответственный за охрану труда на предприятии - работодатель;
- разработка мероприятий по охране труда на предприятии.

Для всех работников станции в обязательном порядке разрабатываются для рабочего персонала – должностные инструкции, а также, для всех работников станции-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;
- С [39] по [44];
- И другими нормативными документами 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.

7.2.2 Охрана труда Енисейской ГЭС

Основной целью внедрения правил охраны труда на проектируемой Енисейской ГЭС следует считать обеспечение безопасных и нормальных условий труда для работников на всех стадиях производственного процесса;

сохранение жизни и здоровья работающих, сокращение количества несчастных случаев и заболеваний на производстве, а также предупреждение возможности их возникновения.

Контроль за выполнением требований нормативов по охране труда осуществляется руководителями гидроэлектростанции и подразделениями на всех ступенях управления. Исполнение правил обязательно для всех работников, связанных с эксплуатацией сооружений и оборудования проектируемой ГЭС, а также для работодателей, в ведении которых находятся названные работники.

Для выполнения и обеспечения правил охраны труда на Енисейской ГЭС должно выполняться следующее:

1. проектирование, строительство, реконструкция и ремонт гидротехнических сооружений, гидромеханического и электротехнического оборудования ГЭС, территория и акватория в зоне ответственности ГЭС, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать нормам законодательства, требованиям технических регламентов, стандартов;

2. при случае возникновения нерасчетных эксплуатационных ситуаций должны быть в постоянной готовности к использованию предварительно разработанные для разных степеней угрозы технические и организационные мероприятия по обеспечению безопасности персонала ГЭС;

3. должно быть предусмотрено обустройство специальных безопасных (аварийно-спасательных) помещений, рассчитанных на соответствующий штатный состав персонала;

4. должны быть разработаны и вывешены на видных местах схемы и пути эвакуации работников из зон возможного затопления или обрушения грунта на отметки выше расчетного уровня такого затопления, оползня, обрушения или в специальные безопасные помещения;

5. подразделения ГЭС, соответствующие безопасные помещения должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, системами автономных устройств жизнеобеспечения; а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами. Персонал, в свою очередь должен быть извещен и знать об объеме укомплектования рабочих зон и безопасных помещений указанными средствами;

6. инструктажи во всех подразделениях на Енисейской ГЭС будут производить только высококвалифицированные работники;

7. на Енисейской ГЭС должны обеспечивать контроль и систематические проверки: соответствия как функционирующего, так и находящегося в ремонте или в резерве оборудования и сооружений ГЭС требованиям безопасности, знаний работниками схем путей эвакуации, схем размещения безопасных помещений, навыков их использования на практике; знаний работниками СИЗ, средств коллективной защиты и систем автономных установок жизнеобеспечения, навыков их применения по назначению;

8. организация соблюдения работниками гигиены труда на рабочих местах и в производственных помещениях;

9. на каждом рабочем месте должны быть производственные и должностные инструкции и инструкции по охране труда в объеме, обязательном для данной должности или профессии;

10. персонал, принимаемый на работу по обслуживанию гидротехнических сооружений, гидромеханического и электротехнического оборудования, должен пройти предварительный медицинский осмотр и в дальнейшем проходить его периодически в сроки, установленные федеральным медицинским ведомством России;

11. персонал ГЭС и привлекаемый для работ на территории ГЭС организаций обязан знать требования охраны труда, руководствоваться и соблюдать его требования;

12. персонал, использующий в своей работе станочное оборудование, инструменты и приспособления, а также выполняющий сварочные и другие огневые работы, обязан знать и исполнять требования правил безопасности при работе с инструментом и приспособлениями;

13. персонал, допускаемый к работе в помещениях, где используются горючие, токсичные и взрывоопасные материалы, должен знать свойства этих материалов и меры безопасности при обращении с ними;

14. весь персонал должен быть обеспечен спецодеждой, спецобувью и другими средствами индивидуальной и коллективной защиты в зависимости от выполняемых работ согласно ГОСТ 12.4.011 и обязан пользоваться ими во время работы;

15. весь производственный персонал должен владеть приемами освобождения от воздействия электрического тока попавшего под напряжение человека и оказания ему первой помощи, а также оказания такой помощи пострадавшим при других несчастных случаях;

16. не допускается нахождение на территории и в производственных помещениях организации ГЭС лиц, не имеющих отношения к обслуживанию расположенного в них оборудования, без сопровождающих;

17. шахты, колодцы и шурфы должны быть закрыты прочными и плотными щитами или иметь ограждения. Траншеи и котлованы в месте прохода людей должны быть ограждены;

18. защитные ограждения следует окрашивать в желтый цвет в соответствии с ГОСТ 12.4.026. Ограждения необходимо оснащать предупреждающими надписями, знаками безопасности, а также сигнальным освещением, обеспечивающим в темное время суток хорошую видимость места ограждения со всех сторон возможного проезда автотранспорта и прохода пешеходов;

19. в производственных помещениях должны быть установлены закрывающиеся металлические ящики с отделениями для чистого и грязного обтирочного материала. В качестве обтирочного материала может применяться

хлопчатобумажная или льняная ветошь. Использованный промасленный обтирочный материал из ящиков ежедневно следует отправлять на утилизацию;

20. курение на территории и в производственных помещениях разрешается только в специально оборудованных местах, не опасных в пожарном отношении, при соблюдении необходимых мер пожарной безопасности. У этих мест должны быть вывешены указательные знаки безопасности;

21. в каждом подразделении (участке) ГЭС должны быть определены места расположения средств для оказания первой медицинской помощи (аптечки, носилки, шины, приспособления для реанимации);

22. в производственных помещениях должны быть вывешены на видных местах плакаты, наглядно иллюстрирующие безопасные методы работы и приемы оказания первой помощи пострадавшим при несчастных случаях;

23. до начала работы руководителем структурного подразделения должно быть проверено выполнение всех требований безопасности, относящихся к предстоящей работе. При несоблюдении этого положения и необеспечении персонала необходимыми средствами индивидуальной защиты не разрешается приступать к работе;

24. не разрешается ведение работ на неостановленных механизмах и оборудовании;

25. не допускается эксплуатация неисправного оборудования;

26. движущиеся части производственного оборудования, к которым возможен доступ работающих, должны иметь защитное ограждение, надежное и прочно закрепленное, не ограничивающее технологических возможностей оборудования;

27. работник обязан знать, выполнять и нести персональную ответственность за нарушение требований законодательных и иных нормативных актов по охране труда;

28. капитальные и средние ремонты оборудования, а также работы, связанные с его монтажом или демонтажом, должны выполняться по ППР или технологической документации (технологическим картам и инструкциям), содержащим конкретные требования безопасности при подготовке к работе и в процессе ее выполнения;

29. работы на гидроэнергетическом, электротехническом, гидромеханическом оборудовании и гидротехнических сооружениях ГЭС должны проводиться по нарядам-допускам и (или) распоряжениям;

30. учет и регистрацию работ по нарядам и распоряжениям ведет дежурный персонал в "Журнале учета работ по нарядам и распоряжениям". При отсутствии дежурного персонала учет и регистрацию работ ведет работник, выдающий наряд (отдающий распоряжение);

31. организация кабинета по технике безопасности и охране труда, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

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:

1. организовать изучение и выполнение правил пожарной безопасности всеми работниками гидроэлектростанций;
2. обеспечить разработку и выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности;
3. установить противопожарный режим на территории, в производственных, административных и вспомогательных помещениях, соответствующий их пожарной опасности;
4. установить порядок регулярной проверки состояния пожарной безопасности ГЭС.
5. назначить ответственных лиц за пожарную безопасность по каждому производственному участку и помещению;
6. 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:

1. обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность;
2. обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;
3. организовать пожарно-техническую подготовку подчиненного персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;
4. обеспечить контроль за выполнением требований пожарной

безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;

5. 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:

1. вводный инструктаж по пожарной безопасности;
2. специальная подготовка;
3. регулярные инструктажи (первичный, периодические, внеплановые и целевые), по вопросам пожарной безопасности;
4. проведение противопожарных тренировок;
5. повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;
6. 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.

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.

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

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 сгораемые материалы.

7.4 Охрана природы

Природоохранные мероприятия при эксплуатации ГЭС направлены на охрану атмосферного воздуха, водных объектов, земельных ресурсов, объектов животного мира и осуществляются в соответствии со следующими основными законодательными и нормативными документами:

1. С [45] по [58];
2. Другие нормативные документы РФ.

К наиболее значимым экологическим задачам при строительстве и эксплуатации Енисейской ГЭС относятся:

1. Создание водохранилища и связанные с этим трансформация ландшафтов, климатические изменения и пр.;
2. Подготовка ложа водохранилища, в том числе, свodka леса и санация территории;
3. Сбросы ГЭС в процессе эксплуатации и связанные с эти изменения, гидрологического, температурного и ледового режима реки в нижнем бьефе гидроузла;
4. Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства и эксплуатации;
5. Образование и управление отходами на стадии строительства и эксплуатации;
6. Переселение животных и пересадка редких растений;
7. Переселение населения из зоны затопления. Водоохранные мероприятия разбиты на три группы:
 1. Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов.
 2. Создание водоохранной зоны вокруг водохранилища.
 3. Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции.

7.5 Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции

С целью обеспечения нормальной работы оборудования ГЭС требуется применение турбинного масла, трансформаторного, гидравлического,

индустриального и компрессорного масел, что может приводить к попаданию нефтепродуктов поверхностные воды. Кроме того, для обеспечения собственных нужд предприятия требуется потребление определенного объема воды.

Замасленные стоки ГЭС должны поступать на специальные маслоочистительные установки. В аварийной ситуации (пожар на площади трансформаторов) стоки воды от пожаротушения и масла собираются в специальные емкости—в баки аварийного слива масла. К категории производственных стоков, которые не требуют очистки (нормативно-чистые воды), отнесены воды, идущие на охлаждение оборудования, и сточные воды от пожаротушения кабельных помещений.

Данные воды не загрязняются в ходе применения и отводятся в нижний бьеф без очищения.

—при эксплуатации ГЭС должно быть обеспечено наименьшее негативное воздействие на окружающую среду;

—регулирование стока должно производиться в согласовании с утвержденными правилами использования водных ресурсов и правилами эксплуатации водохранилища;

—эксплуатация и обслуживание оборудования и производственной территории должны сопровождаться проведением мероприятий по предотвращению попадания загрязняющих вод в подземные воды и в водный объект (водохранилище, нижний бьеф);

—при эксплуатации технологического флота должно быть обеспечено непопадание загрязняющих веществ в акваторию;

—при выполнении ремонтов(реконструкции) оборудования и гидротехнических сооружений должны соблюдаться природоохранные требования к производству работ и к применяемым материалам. При эксплуатации гидроэлектростанции должны соблюдаться установленные проектом и уточненные в последующий эксплуатационный период значения нормативов допустимых сбросов (НДС) масел и других загрязняющих веществ исходя из установленных для водного объекта предельно допустимых концентраций (ПДК). Для обеспечения необходимого эксплуатационного и санитарно-технического состояния территории ГЭС должны быть выполнены, и содержаться в исправном состоянии:

—системы отвода поверхностных и подземных вод со всей территории, от зданий и сооружений (дренажи, канавы, водоотводящие каналы и др.);

—сети водопровода, канализации, дренажа и их сооружения;

—очистные сооружения и устройства;

—противооползневые, противообвальные, противолавинные, противоселевые и берегоукрепительные сооружения;

—контрольные скважины для наблюдения за режимом подземных вод; Реализация возведения Енисейского гидроузла потребует проведения работ по подготовке ложа водохранилища к затоплению, переселению населения, восстановлению сельскохозяйственного производства и организации

транспортных связей, лесорубке и лесочистке, а также проведению мероприятий по компенсации ущерба, наносимого рыбному хозяйству.

В санитарном отношении р. Енисей является слабозагрязненным водотоком. Промышленных предприятий и организованных стоков загрязненных вод в районе водохранилища не имеется.

Для исключения возможных источников загрязнения водных объектов, земельных ресурсов необходимо провести следующие виды работ:

- 1) очистка и обработка территории сносимых населенных пунктов, хозяйственных и животноводческих объектов;
- 2) лесочистка территории водохранилища на площадях специального назначения.
- 3) перенос кладбищ и скотомогильников.

Ввиду небольшого количества населения, животноводческих объектов и низкого развития транспорта, количество прибывающих загрязнений в воду р. Енисей небольшое и при соблюдении водоохраных правил не должно вызывать снижения качества воды в водохранилище. Строительство очистных сооружений в населенных пунктах не требуется. При условии оборудования новых объектов очистными сооружениями будущее развитие промышленности в бассейне реки на качество воды не повлияет.

Из выше сказанного для сохранения природы, сохранения памятников культуры, имеющих на территории строительства Енисейской ГЭС, с целью нанесения наименьшего вреда окружающей природной среде необходимо выполнить мониторинг зоны затопления, рассчитать возможный ущерб природному комплексу, памятникам культуры и в целом экосистеме зоны влияния Енисейского гидроэнергокомплекса с применением современных методик расчета, максимально учитывающих все особенности и уникальность данного региона.

7.6 Общие сведения о районе строительства

Одна из основных экопроблем Енисея и его бассейна – это загрязнение. Один из факторов – это нефтепродукты. Периодически в реке появляются масляные пятна из-за аварий и различных происшествий. Как только поступает информация о разливе нефти по поверхности акватории, специальные службы занимаются ликвидацией катастрофы. Поскольку такое происходит нередко, экосистеме реки нанесен большой ущерб.

Загрязнение нефтью Енисея происходит еще и благодаря природным источникам. Так каждый год грунтовые воды достигают залежей нефти, и таким образом вещество попадает в реку.

Поскольку уровень воды в Енисее за последние годы постоянно меняется, страдают земельные ресурсы. Территории, лежащие вблизи реки, регулярно затапливаются, поэтому эти земли не могут использоваться в сельском хозяйстве. Масштабы проблемы достигают порой таких размеров, что

затапливают в населенном пункте. Например, в 2001 году была затоплена деревня Быскар.

Опасаться стоит и ядерного загрязнения водоема. Поблизости находится предприятие, где используются ядерные реакторы. С середины прошлого века в Енисей сбрасываются воды, используемые для ядерных реакторов, поэтому в акваторию попадает плутоний и другие радиоактивные вещества.

Таким образом, река Енисей является важнейшей водной артерией России. Антропогенная деятельность приводит к негативным последствиям.

В долинах преобладают еловые, кедровые и сосновые леса. Среднетаежные лиственнично-кедровые и лиственничные леса в нижнем поясе сменяются выше редкостойными кедрово-еловыми и пихтовыми.

Флора: подмаренник Крылова, мятлик сибирский, княженика сибирская, кандык сибирский, бурена сибирская, надбровник безлистный и родиола розовая, сибирский кедр, лиственница сибирская, пихта сибирская, ель, сосна, береза, осина.

Фауна: волк, лисица, россомаха, барсук, рысь, хомяки, соболь, лось, таежный северный олень, кабарга, сибирская косуля, степной хорь, длиннохвостый суслик, лесные полевки, лебедь-кликун, таежный гуменник, чеглок, ястреб-перепелятник, черный коршун, ястреб-тетеревятник, орлан-белохвост, чернозобый дрозд, краснозобый дрозд, синехвостка, соловей-красношейка, гаички, рябчик.

Водные биологические ресурсы реки Енисей на участке строительства Енисейской ГЭС представлены следующими видами: хариус, ленок, таймень и т.д. В соответствии с Приказом Федерального агентства по рыболовству от 17.09.2009 № 818 «Об установлении категории водных объектов рыбохозяйственного значения и особенностей добычи (вылова) водных биологических ресурсов, обитающих в них и отнесенных к объектам рыболовства» река Енисей на рассматриваемом участке относится к водному объекту I категории рыбохозяйственного значения, поэтому и в период строительства, и в период дальнейшей эксплуатации гидроузла сброс сточных вод в р.Енисей необходимо производить с содержанием загрязняющих веществ с концентрациями, не превышающими ПДК.

Воздействие Енисейской ГЭС на окружающую среду будет оказываться в период строительства и в период дальнейшей эксплуатации станции.

7.7 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При строительстве Енисейского 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 Енисей в нижнем бьефе Енисейского гидроузла;
4. Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

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

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

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

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

- технические мероприятия, исключая 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.

7.8 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

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

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

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

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

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

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

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

- 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 2 м.

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период:

- 1 Организационные
 - 1.1 Разработка и утверждение проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ) ;
 - 1.2 Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);
 - 1.3 Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;
 - 1.4 Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;
 - 1.5 Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;
 - 1.6 Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;
 - 1.7 Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;
 - 1.8 Организация и проведение производственного экологического контроля

- 2 Санитарно- технические
 - 2.1 Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;
 - 2.2 Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах ;
 - 2.3 Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;
 - 2.4 Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;
 - 2.5 Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;
 - 2.6 Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ
 - 2.7 Организация и осуществление контроля качества сточных , дренажных и природных поверхностных вод;

- 2.8 Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;
 2.9 Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;
 2.10 Организация стоянок автотранспорта в специально- оборудованных местах , имеющих твердое покрытие .

7.9 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 :

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \quad (7.1)$$

где N - объем бетонных работ, м³ (830000 м³);
 q - удельный норматив образования, % ($q = 1,8\%$);
 ρ - плотность бетона, т/м³ ($\rho = 2,5$ т/м³).

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{830000 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 37350 \text{ т.}$$

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 %):

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

где N - количество арматуры, т (75 т);
 q - удельный норматив образования, % ($q = 1,0\%$);
 ρ - удельный вес арматуры, т/м³ ($\rho = 2,0$ т/м³);

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{75 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 1,5 \text{ т.}$$

Таким образом в результате строительства будет образовано 37350 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 1,5 т отходов черных

металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

7.10 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Енисейского 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 20 км от ГЭС находится населенный пункт – г. Краснотуранск, 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 Енисей от сбросов Енисейской ГЭС ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения города Краснотуранска, в пределах промплощадок объектов Енийскокой 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;

8 Технико-экономическое обоснование

8.1 Оценка объемов реализации энергии и расходов

8.1.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

Объемы продаж электроэнергии в прогнозном периоде представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объемов продаж электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2021	2022	2023	2024	2025
Установленная мощность	МВт	4500	4500	4500	4500	4500
Число часов использования установленной мощности	Часы	6800	6800	6800	6800	6800
Выработка электроэнергии	МВт*ч	30600000	30600000	30600000	30600000	30600000
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	2	2	2	2	2
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт*ч	612000	612000	612000	612000	612000
Объем реализации электроэнергии	МВт*ч	29988000	29988000	29988000	29988000	29988000
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт*ч	1007	1042	1077	1110	1143
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	30198	31247	32297	33287	34276
НДС к выручке	млн.руб	5033	5208	5383	5548	5713

Вывод: Исходя из полученных данных, таблицы объёмов реализации, мы можем увидеть постоянный рост тарифов на электроэнергию, это все говорит об

постоянном увеличении выручки, что не мало важно знать для реализации проекта.

8.1.2 Текущие расходы на производство электроэнергии

Формирование текущих расходов выполняется на основании Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017 – 2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 № 9) с учетом реализованной электроэнергии.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

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

Расходы по страхованию имущества принимаем в размере (от остаточной балансовой стоимости основных фондов) 0,08%.

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

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы

Наименование	Ставка, тыс.руб/МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	107,7	484,65
Прочие	165,3	743,85
Итого по ГЭС		1228,50

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

Таблица 8.3 – Удельное значение расходов на ремонт оборудования

Уст. мощность	Этапы жизненного цикла проекта (лет)			
	От 1 до 5	От 6 до 15	От 16 до 25	Свыше 25
4500 МВт	0,011	0,014	0,023	0,037

Расходы на услуги регулирующих организаций по данным единых сценарных условий ПАО «РусГидро» года представлены в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс.руб/МВт	609,21
НП АТС (администратор торговой системы)	0.001097 тыс.руб/МВт*ч	33,57
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0.000318 тыс.руб/МВт*ч	9,73
Итого		652,51

Налог на воду, в соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации для реки Енисей, составляет 4,80 рублей за 1 тыс. кВт·ч электроэнергии.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу

Наименование	Год реализации проекта				
	2033	2034	2035	2036	2037
Амортизационные отчисления, млн.руб.	958,3	856,3	834,2	834,2	834,2
Расходы на страхование, млн.руб.	22,5	20,1	19,6	19,6	19,6
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	1 228,5	1 228,5	1 228,5	1 228,5	1 228,5
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	3,9	3,5	5,6	5,6	5,6
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	652,5	652,5	652,5	652,5	652,5
Налог на воду, млн.руб.	419,2	419,2	419,2	419,2	419,2
Итого, млн.руб.	3 285,0	3 180,2	3 159,7	3 159,7	3 159,7

Структура текущих затрат представлена на рисунке 8.1.

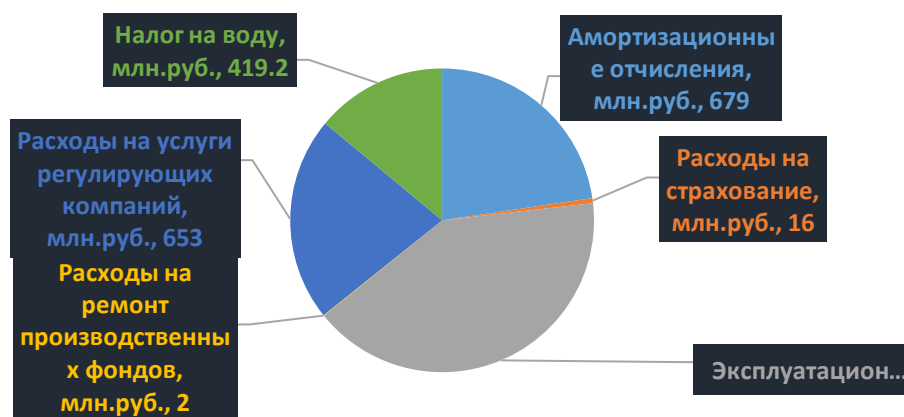


Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат, %

Вывод: согласно данным вышеуказанной таблицы, установлено, что текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации нового оборудования снижаются, далее стабилизируются.

8.1.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы являются крупной статьёй оттоков денежных средств после завершения строительства проектируемой ГЭС. Значительная их часть отчисляется в региональный бюджет. Существует возможность введения льготного периода, что существенно повлияет на показатели эффективности проектируемого объекта.

Учитываем следующие налоги:

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

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот за период 2035–2039 годы приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2035	2036	2037	2038	2039
Налог на прибыль, млн.руб.	8 713	8 905	9 102	9 306	9 510
НДС, млн.руб.	7 322	7 477	7 637	7 802	7 967
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	40	40	40	19	19
Налог на имущество, млн.руб.	54	54	54	54	54
Итого, млн.руб.	16 129	16 475	16 833	17 181	17 550

Вывод: Из данной таблицы следует, что рост налоговых расходов с каждым годом прогрессирует пропорционально прибыли.

8.2 Оценка суммы прибыли

Оценка прибыли – это в первую очередь анализ всей экономической деятельности, осуществляемой организацией. Прибыль представляет собой разность цены товара и ее себестоимости.

Годовая прибыль в первые годы эксплуатации представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2035	2036	2037	2038	2039
Выручка (нетто), млн.руб.	46 725	47 683	48 672	49 692	50 712
Текущие расходы, млн.руб.	3 160	3 160	3 160	3 160	3 160
ЕВИТ(прибыль от налогообложения), млн.руб.	43 565	44 523	45 512	46 532	47 552
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	8 713	8 905	9 102	9 306	9 510
НОПАТ (чистая прибыль), млн.руб.	34 852	35 618	36 410	37 226	38 042
Ставка налога на прибыль,%	20	20	20	20	20

Вывод: С 2035 года начинается производство электроэнергии и мощности, исходя из этого, прибыль компании начинает расти.

8.3 Анализ денежных потоков

Денежный поток – непрерывный процесс движения денежных средств во времени. Он отражает поступление средств от реализации электроэнергии, а также расходы денежных средств на строительство и установку оборудования.

Анализ денежных потоков показывает движение денежных фондов в будущем, для объективной оценки проекта. График Кэш-Фло представлен на рисунке 8.2.

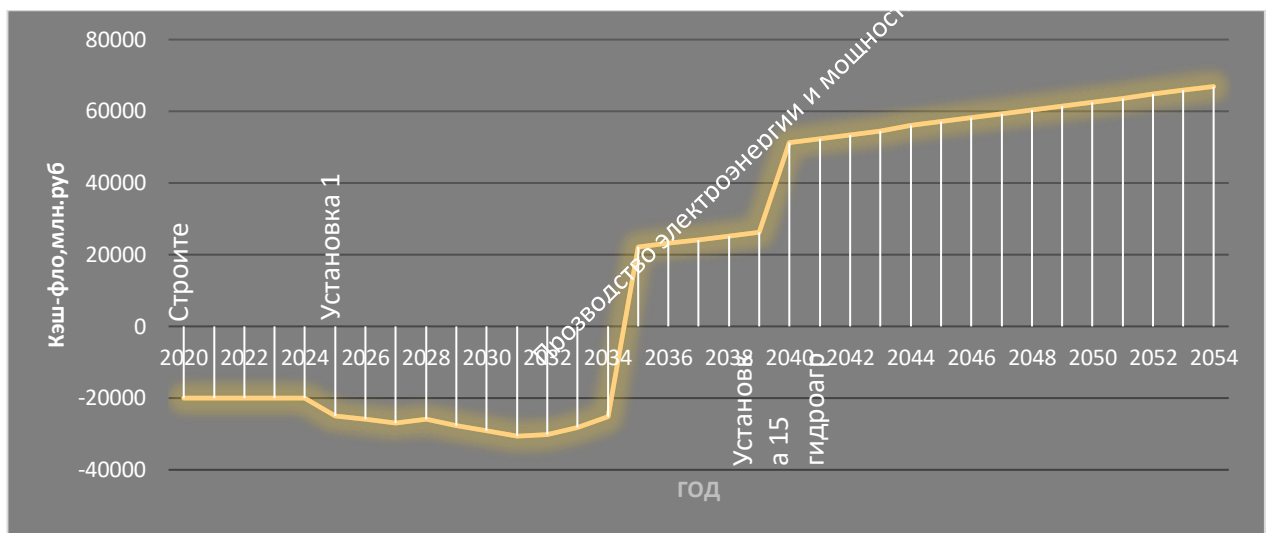


Рисунок 8.2 – График Кэш-Фло

Вывод: Из полученного движения денежных фондов следует, что с 2020 г. по 2035 г. наблюдается дефицит денежных средств, с 2034 г. происходит окупаемость проекта, связанная с этапом производства электроэнергии и мощности, завершением строительства, монтажа оборудования и пуско-наладочных работ. Срок окупаемости проекта составил 174 месяцев.

8.4 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»)

8.4.1 Методология и исходные данные, оценка инвестиционного проекта

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

1. чистый, дисконтированный доход
2. индекс прибыльности
3. срок окупаемости
4. и т.д.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

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

в) едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» на 2017–2042 гг.

Расчеты производились с использованием лицензионной версии программного продукта «ProjectExpert фирмы Expert systems».

Для целей финансово–экономического моделирования приняты следующие предпосылки:

- 1 Период прогнозирования для Енисейской ГЭС составляет 35 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.
- 2 используемая при оценке эффективности финансовая модель отражает реальную ситуацию, сложившуюся к настоящему моменту на российском рынке.
- 3 Предполагается, что в течение времени реализации проекта не будет происходить глобальных изменений существующих правил и законов.

і. Показатели коммерческой эффективности проекта

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

Основные показатели эффективности реализации проекта представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8– Показатели эффективности инвестиций

Наименование	
Ставка дисконтирования	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPВ, мес	174
Индекс прибыльности – PI	1,11
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт*ч	0,1
Удельные капиталовложения, руб/Квт	111 000

Вывод: Проведя анализ показателей, проект Енисейской ГЭС на р. Енисей считается эффективным.

9 Влияние затопленной и плавающей древесины в водохранилищах ГЭС на качество воды

При создании водохранилищ замедляется и останавливается течение. Это приводит к аккумуляции значительного количества биогенных и органических веществ в зоне подпора, в которой образуется обширная площадь затопления. Дно служит дополнительным фактором обогащения воды биогенными и органическими веществами за счет выщелачивания из почвы и разложения затопленной растительности. Изменяется температурный и световой режим, а усиливающееся заиливание снижает содержание кислорода в толще воды.

Одной из экологических проблем, возникающих в процессе строительства и эксплуатации водохранилищ ГЭС, построенных в лесопокрытых регионах со средним запасом древесины около 200 м³ на гектаре, является проблема появления на акватории водохранилищ огромных объемов плавающей древесной массы. Под древесной массой подразумевается отдельные деревья с корневой системой и ветвями, хлысты, вершинник, сортименты, коротые с пильным отрезом и с обломами концевых частей, валежник, корни деревьев.

9.1 Источники загрязнения водохранилища древесиной

Причин появления плавающей по акватории водохранилищ ГЭС древесной массы много – это всплытие порубочных остатков после проведения лесосводки и лесочистки, сухостоя и валежника с неподготовленной территории, а также отпад полузатопленных древостоев, хозяйственная деятельность на водохранилище (буксировка плотов, работа лесосплавных предприятий и т.п.), поступление с береговой линии водохранилища вследствие размыва и обвала берегов, стихийные явления; доля вклада каждого источника для различных водохранилищ сильно отличается.

Ни на одном водохранилище ГЭС Сибири работы по лесосводке и лесочистке не были выполнены в проектом объеме, что явилось причиной затопления дополнительных объемов древесно-кустарниковой растительности, обусловивших появление значительных запасов плавающей древесины.

Источники засорения водохранилищ древесиной можно разделить на два типа - антропогенные и природные:

- засорение, обусловленное природными факторами в процессе формирования и эксплуатации водохранилищ.
- засорение в результате хозяйственной деятельности человека - антропогенные источники.

К антропогенным источникам засорения водохранилищ относятся:

- аварии от стихийных бедствий на лесосплавных предприятиях при буксировке лесотранспортных единиц;

- хозяйственная деятельность предприятий и населения на берегах водохранилищ и впадающих рек;
- затопленная и полузатопленная древесина в ложе водохранилища;
- порубочные остатки после проведения работ по лесосводке и лесочистке;
- потери древесины при сгрузке леса на воду, сплотке, погрузке в суда, буксировке плотов, выгрузке на берег;
- нарушение технологии лесосплавных работ.

К природным источникам засорения относятся:

- органические вещества.
- падение деревьев в воду с береговой линии водохранилищ в результате размыва и обрушения берегов;
- отпад частично или полностью затопленного на корню древостоя от воздействия волн и подвижек льда;
- вынос древесной массы из рек, впадающих в водохранилище;
- стихийные явления.

При прогнозировании проблем засорения водохранилищ ГЭС древесиной необходимо не только установить факторы поступления древесной массы на акваторию водохранилища, но и установить их зависимость от причин (таблица 9.1).

Таблица 9.1 – Зависимость факторов от причин поступления древесной массы в водохранилище

Наименование факторов	Зависимость факторов от причин поступления древесной массы в водохранилище
1 Порубочные остатки лесосводки и лесочистки	Средний запас сырораствующей древесины в м ³ /га, технология очистки.
2 Древесная масса, поступающая в водохранилище при размыве его берегов	Ширина размыва береговой полосы, в результате воздействия энергии ветровых волн. Запас древесной массы в полосе размыва.
3 Древесная масса, поступающая из рек, впадающих в водохранилище	Потери древесного сырья: <ol style="list-style-type: none"> 1 при молевом, плотовом, судовом лесотранспорте, зависящие от интенсивности грузопотоков; 2 при размыве береговой полосы реки; 3 от хозяйственной деятельности лесных организаций, располагаемых в бассейнах рек.
4 Отпад частично подтопленной древесной массы в районе береговой полосы	<ol style="list-style-type: none"> 1 наличие или отсутствие лесосводки; 2 период нахождения подтопленных деревьев в воде; 3 породный состав.

Продолжение таблицы 9.1

Наименование факторов	Зависимость факторов от причин поступления древесной массы в водохранилище
5 Потерянное древесное сырье в процессе производственной деятельности лесосплавных организаций на акватории водохранилища	Потери сырья при технологических операциях: 1 береговая сплотка; 2 формирование плотов; 3 транспортировка плотов по водохранилищам; 4 выгрузка сплотовых единиц; 5 погрузочно-отгрузочные работы при судовых перевозках леса по водохранилищу.
6 Прочие потери древесной массы	1 стихийные бедствия (наводнения и ледоходы при высоких горизонтах воды), повлекшие аварии на лесосплавных предприятиях; 2 деятельность несплавных организаций, самозаготовителей, рыбаков, туристов и пр.

9.2 Влияние древесины на качество воды водохранилища ГЭС

Древесина при попадании в воду оказывает существенное влияние на газовый режим водоема и поступление в него биогенных веществ (рисунок 9.1). При попадании древесины в водную среду на фоне возрастания ХПК и БПК₅ происходит резкое снижение концентрации кислорода и повышение концентрации углекислого газа в воде.

В начальный период затопленная древесина вызывает увеличение содержания ионов аммония, оксида азота и солей азотной кислоты (рисунок 9.1).

Поступление в водоемы биогенных элементов, которые в большинстве случаев являются лимитирующими для водной растительности, вызывает бурный рост первичной биопродукции в водоемах и резкое ухудшение качества воды.

Качество воды ухудшается так же за счет перегрузки его органическим веществом автохтонного происхождения и наличия специфических токсинов, которые выделяются синезелеными водорослями в процессе жизни и при их отмирании.

Максимальные объемы загрязняющих веществ от затопленной древесины поступают в первые 2–4 года нахождения ее в воде.

Затем интенсивность поступления загрязняющих веществ замедляется. Выявлено, что влияние затопленной древесной растительности на гидрохимический режим, имеет место в течение не менее 20 лет.

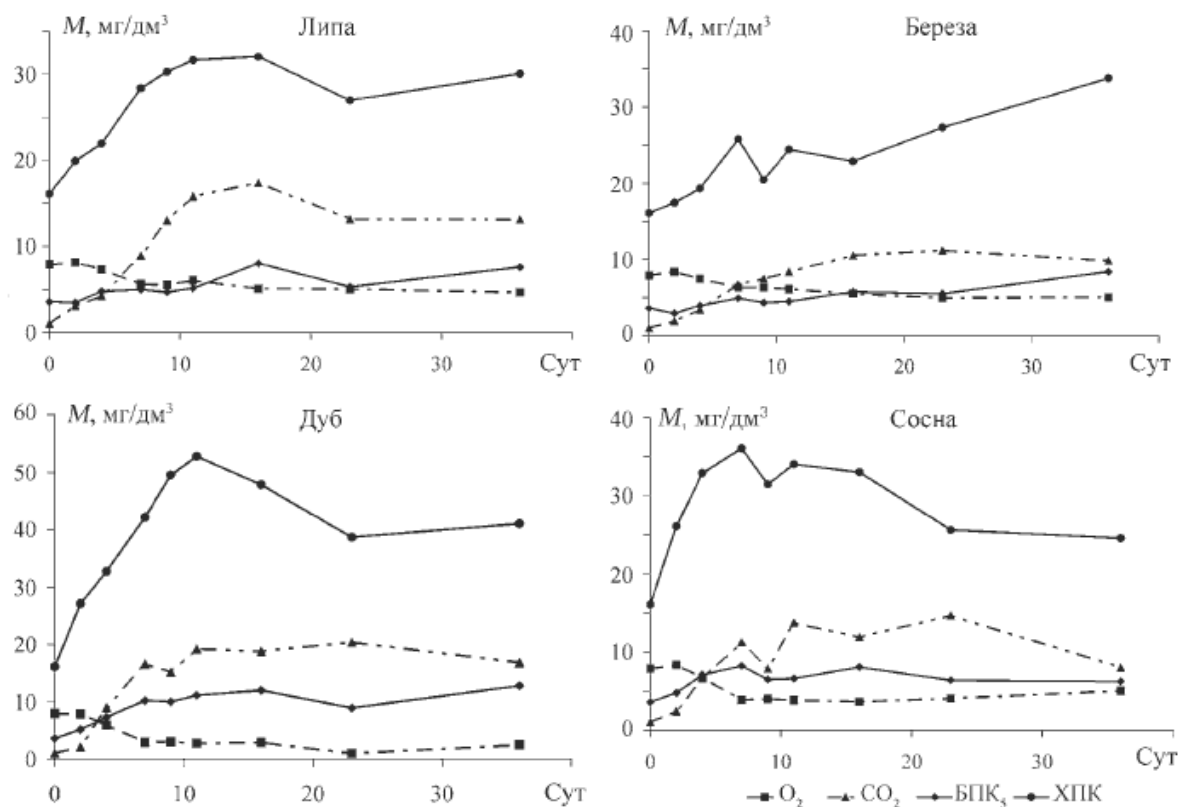


Рисунок 9.1 – Динамика концентрации БПК,ХПК, кислорода, углекислого газа.

Затопленные лесные ресурсы могут формировать запасы фенольных соединений.

Древесина может дать от 0,00022 до 0,012 % фенолов. Выделение фенольных соединений зависит от многих факторов: продолжительность нахождения древесины в воде, температура воды, порода древесины и т.д. Наиболее опасны, с токсической точки зрения, многоатомные фенолы, лимитирующий показатель вредности таннидов для рыбы 10 мг/л

Негативное влияние затонувшей древесины в первую очередь сказывается на изменении кислородного режима в водном объекте, происходящего за счет поглощения кислорода самой древесиной.

Поглощение 1 т древесины составляет 7 г/сут. Подобное активное поглощение кислорода древесиной продолжается в течение 200 суток с момента ее затопления. В первые 30 суток наиболее активно (со скоростью 17 г/сут.) кислород поглощается корой. В последующий период скорость поглощения кислорода по самой древесине приближается к ранее приведенному значению (7 г/сут.). Через 300 - 360 суток после затопления на поверхности древесины появляются водные грибы, разлагающие ее. Прирост их общей биомассы составляет от 30 до 40 т/сут. с 1 км² площади дна, занятого древесиной. Постоянно отмирая, биомасса поставляет органическое вещество, активно поглощающее растворенный кислород. Ежесуточно поглощение кислорода

составляет $\frac{1}{16}$ отмирающей биомассы. Таким образом, при большом количестве затонувшей древесины ее влияние на качество воды в отдельных случаях оказывается определяющим.

Пример объема фенолов в водохранилище Богучанской ГЭС представлен в таблице 9.2.

Таблица 9.2 - Объем фенолов, формируемых в водохранилище БоГЭС

Объем древесины, млн. м ³	Объем фенолов, т	
	max	min
2,0	14400,0	264,0
3,4	24480,0	448,8
5,6	40000,0	733,5
7,0	50400,0	924,0
9,1	65520,0	1201,2
12,0	86400,0	1584,0

Влияние лесных ресурсов на качество воды оценивается, прежде всего, с точки зрения влияния их на сохранение и воспроизводство рыб, т. к. в этом случае предъявляются повышенные требования к составу и свойствам воды.

Для сохранения и воспроизводства ценных видов рыб предъявляются повышенные требования к составу и свойствам воды:

- растворимый кислород в пробе, отобранной в период суточного минимума, 6 мг/л;
- биохимическая потребность в кислороде (БПК) полная при 20°C, 3 мг/л;
- активная реакция рН 6,5 - 8,5;
- ядовитые вещества не должны содержаться в концентрациях, оказывающих прямое или косвенное неблагоприятное влияние на рыб или водные организмы, служащие кормом для рыб.

Вещества, экстрагируемые водой (ВЭВ) из древесины, состоят в основном из следующих типов соединений:

- многоатомные фенолы, так называемые дубильные вещества, или таниды;
- полисахариды - пектины, крахмал и некоторые гемицеллюлозы, так называемые камеди;
- низкомолекулярные углеводы.

Критерием безвредности лесосплава для биологического равновесия водоема является отношение объемов древесины и воды во время лесосплава 1:250, что доказано многолетними исследованиями ГосНИОРХа. При этом соотношении количество экстрагируемых веществ в воде колеблется около 1,6 - 2,0 мг/л, что не создает неблагоприятных условий для обитания и развития

водных организмов. Поэтому такое отношение рекомендуется не нарушать при проведении лесосплава.

В обычных условиях лесосплава отношение древесины к воде практически значительно меньше рекомендуемого и может обеспечиваться в пределах от 1:250 до 1:12500 и менее. При этих условиях данные анализа воды ряда рек во время лесосплава выявили, что основные гидрохимические показатели воды (содержание растворенного кислорода, БПК, рН, концентрация смолистых и дубильных веществ и т.п.) не выходят за пределы, установленные требованиями к составу и свойствам воды. Древесина, транспортируемая в плотках по озерам и водохранилищам, находившаяся до этого продолжительное время в воде рек, значительно промыта, дальнейшее вымывание из нее экстрагируемых веществ незначительно и не оказывает отрицательного влияния на режим водохранилищ и озер.

9.3 Технологии и технические средства очистки водохранилищ от плавающей древесины

Созданием технологий и технических средств очистки водохранилищ ГЭС от плавающей, полузатопленной и разнесенной по берегам древесины занимались многие отечественные и зарубежные проектные и научные организации, а разработки велись в основном по следующим трем направлениям:

1. технические средства для сбора древесины с берегов и акватории водохранилищ;
2. плавучие агрегатные технологии сбора с частичной переработкой древесины;
3. сложные плавучие технологические комплексы с полной переработкой собранной древесины.

Для разработки технологий и технических средств очистки необходимо:

- 1) иметь данные о реальных объемах затопления древесно-кустарниковой растительности и прогноз поступления древесной массы на акваторию водохранилища;
- 2) определить места концентрации плавающей древесной массы, т.к. она под действием ветра мигрирует по акватории водохранилища;
- 3) знать качественный и фракционный состав древесины для выбора направлений и технологий переработки;
- 4) обосновать технологию очистки водохранилища, при этом возможны варианты:

а) сбор древесной массы самоходными плавучими агрегатами с предварительной подготовкой ее для транспортировки к пунктам выгрузки,

б) сбор, частичная или полная переработка древесной массы с помощью самоходных или несамоходных плавучих агрегатов и транспортировка готовой продукции,

в) сбор плавающей древесины катерами в кошелю, буксировка их к стационарному или плавучему причалу для выгрузки на берег с целью последующей утилизации;

5) учитывая распределение запасов древесины по участкам водохранилища и транспортную структуру прилегающих территорий, определить пункты выгрузки древесины. Выбор технологии сбора и переработки древесной массы необходимо осуществлять индивидуально для каждого водохранилища с учетом его особенностей.

Из анализа проектных проработок технологий и технических средств очистки акваторий водохранилищ ГЭС следует общее направление технологий:

- 1) сбор с берега и акватории водохранилища доступными средствами механизации: трактора, лебедки, бензопилы, катера, плавающие агрегаты;
- 2) предварительная, минимально необходимая, технологическая подготовка древесной массы к последующей транспортировке;
- 3) транспортировка древесной массы в плотях, кошелях, баржах к местам переработки и потребления.

Такая технология сбора и переработки древесины на водохранилищах, как показывает анализ, непроизводительна, связана с большими затратами труда и средств, не удовлетворяет возросшим требованиям охраны водных объектов и не может обеспечить очистку водохранилищ в сжатые сроки.

В таблице 9.3 представлены направления возможных технологических схем очистки акваторий водохранилищ от плавающей, разнесенной по берегам и древесины.

Таблица 9.3 – Направления возможных технологий очистки акватории

Направление 1	<ul style="list-style-type: none"> -Сбор древесной массы с акватории водохранилища катерами в кошелю. -Буксировка кошелей к плавающему сортировочному устройству. -Сортировка на товарную и некондиционную древесину. -Формирование секций плотов, погрузка некондиционной древесины в баржи. -Транспортировка древесины потребителю.
Направление 2	<ul style="list-style-type: none"> -Сбор и выгрузка из воды древесной массы с помощью специальных плавающих агрегатов. -Сортировка древесины на товарную и некондиционную. -Формирование из товарной древесины секций плотов или перегрузка на баржу. -Переработка некондиционной древесины на щепу. -Перегрузка щепы на баржу. -Транспортировка полученных материалов потребителю.

Продолжение таблицы 9.3

Направление 3	<ul style="list-style-type: none"> -Сбор древесной массы с акватории водохранилищ и выгрузка из воды с помощью специальных плавающих агрегатов. -Переработка всей древесной массы в щепу или пеллеты. -Погрузка готовой продукции на баржу. -Транспортировка готовой продукции потребителю.
Направление 4	<ul style="list-style-type: none"> -Сбор древесной массы с берегов, сбрасывание ее на акваторию, сбор плавающей древесной массы с акватории плавучими агрегатами. -Формирование при помощи катеров из плавающей древесины лесотранспортных единиц (кошелей). -Транспортировка кошеля к пункту переработки древесины на плавучий агрегат или к пункту выгрузки на берег.
Направление 5.	<ul style="list-style-type: none"> -Срезание одиночно стоящих деревьев плавучими агрегатами, оборудованными манипуляторами со срезающей головкой. -Погрузка срезанных стволов на плавучий агрегат или баржу. -Транспортировка стволов к пункту выгрузки или переработки.
Направление 6.	<ul style="list-style-type: none"> -Срезание одиночных стволов с укладкой их на плавучее устройство или сбрасывание на акваторию водохранилища. -Сбрасывание разнесенной по берегам древесины на акваторию водохранилища. -Сбор плавающей древесины в кошеля.
Направление 7.	<ul style="list-style-type: none"> -Срезание полузатопленной и затопленной древесины плавучими агрегатами, оборудованные гидроманипуляторами со срезающим устройством. -Укладка срезанной древесины на баржу или непосредственно на плавучий агрегат. -Транспортировка срезанной древесины к пункту переработки.
Направление 8.	<ul style="list-style-type: none"> -Сбор плавающей древесины с акватории водохранилища в кошеля. -Буксировка кошеля к мобильному или стационарному причалу. -Выгрузка древесины из кошеля краном и погрузка на автотранспорт. -Транспортировка древесины на сортировочный узел. -Транспортировка рассортированной древесины потребителю.

Выбор конкретного направления технологии сбора и переработки древесной массы для каждого водохранилища зависит от объемов и мест

скопления древесины, а также наличия потребителей. В каждом отдельном случае необходимо технико-экономическое обоснование, с учетом требований нормативных документов в области экологической безопасности водных объектов. [65]

Из многочисленных предлагаемых направлений очистки акваторий водохранилищ на Енисейской ГЭС будет реализовано первое направление, такое же применялось на водохранилище Братской ГЭС. Очистка акваторий Братской ГЭС представлена на рисунке 9.2. [64]



Рисунок 9.2 – очистка акватории на Братской ГЭС

По представленной технологии с акватории водохранилища убиралось около 300 тыс. м³ древесины и передавалось Братскому ЛПК [64].

Рекомендуемая технология включает следующие основные этапы: сбор плавающей древесной массы, сброшенной в воду древесины с берегов водохранилищ в кошелю; буксировка кошелю с древесной массой к плавучему причалу; выгрузка древесной массы на промышленную площадку для сортировки и переработки.

9.4 Применение сороудерживающих решеток

Сороудерживающие стержневые решетки предназначены для защиты гидротурбин от попадания плавающих тел (бревен, топляков, крупных сучьев, водорослей, льда и др.). Они устанавливаются в водоприемниках гидроэлектростанций, перекрывая пролеты, через которые подводится вода. Сороудерживающие решетки проектируются, как правило, индивидуально для каждой станции, так как при конструировании решеток должны быть учтены

конкретные условия их эксплуатации: скорость потока и направление линий тока в створе решеток, глубина их расположения, ожидаемая степень засорения, способ очистки, ударные воздействия от плавающих тел, возможность обмерзания и другие факторы. Формы поперечных сечений стержней и ригелей решеток представлены на рисунке 9.3.

Сороудерживающие стержневые решетки, устанавливаемые на современных гидроэлектростанциях, можно разделить на две группы:

- решетки низконапорных водоприемников;
- решетки глубинных водоприемников приплотинных зданий станции.

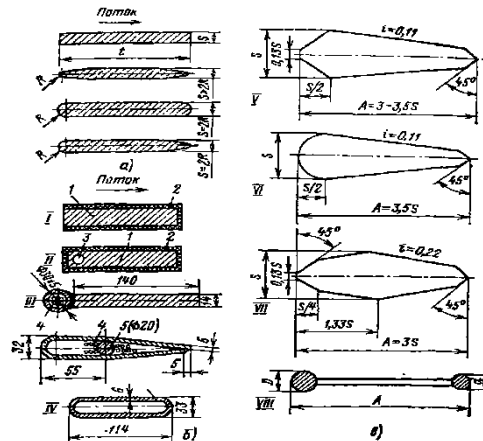


Рисунок 9.3 – Формы поперечных сечений стержней и ригелей решеток: а — профили стержней; б — профили обогреваемых стержней; в — профили ригелей; 1 — электрический ток пропускается по стержню; II — внутри стержня расположена трубка с электронагревателем или с теплоносителем (горячая вода, масло); III — электронагреватель расположен в лобовой или внутренней части стержня; IV — теплоноситель пропускается внутри стержня; V — ригель с трапецидальной лобовой частью; VI — ригель с цилиндрической лобовой частью; VII — ригель ромбовидной формы; VIII — сквозной ригель; 1 — стержень; 2 — теплоизоляция; 3 — трубка с электронагревателем или с теплоносителем; 4 — провода; 5 — сталь круглая

Принципиальные схемы конструкций этих решеток практически одинаковы несмотря на различные условия их работы. Расчеты несущих элементов решеток на прочность выполняются с учетом всех возможных воздействий. При расчетах рекомендуется принимать перепад уровней на решетке при заглублении порога под НПУ на глубину до 20 м равным 2 м, при заглублении более 20 м — равным 3 м.

Расстояния между ригелями и другими «несущими» элементами каркаса определяются на основании расчетов решеток на прочность. Решетки состоят из плоских металлических стержней, собранных в отдельные

пакеты, которые прикрепляются к ригелям несущего каркаса. В зависимости от действующих нагрузок и условий эксплуатации принимаются различные по форме и размерам стержни и элементы каркаса — ригели, стрингеры, стойки, раскосы.

Для уменьшения гидравлического сопротивления ригели, а иногда и стержни решетки делают обтекаемой формы. При изготовлении решеток они устанавливаются по направлению линий тока воды в водоприемнике. В случае изготовления ригелей в виде пустотелой конструкции их внутренние полости для защиты от коррозии обычно заполняются битумом.

Расстояния в свету между стержнями решеток принимаются такими, чтобы через эти отверстия проходил только такой сор, который не может нарушить нормальную работу гидротурбин.

Эти расстояния ориентировочно принимаются равными: для поворотно-лопастных и пропеллерных гидромашин $\frac{1}{20} D_1$ (D_1 — диаметр рабочего колеса гидромашин), но не более 20 см; для радиально-осевых и диагональных $\frac{1}{30} D_1$, но не более 15 — 16 см; для ковшовых — от 2 до 6 — 7 см.

Расстояние между стержнями, принятое при проектировании решетки, фиксируется при помощи распорных трубок, устанавливаемых между стержнями на стяжные шпильки (или болты).

Каждая секция плоской стержневой трехсекционной сороудерживающей решетки (рисунок 9.4) состоит из вертикальных стержней (полос) 1, соединенных в отдельные пакеты (марки) стяжными болтами, двух ригелей 2, стоек 3, раскосов 4, горизонтальных балочек (стрингеров) 5, опорно-концевых стоек 6. При демонтаже решетка может разбираться посекционно, для этого решетка поднимается над быком водоприемника на высоту одной секции, ставится на подхваты 7, отсоединяется верхняя секция и т. д.

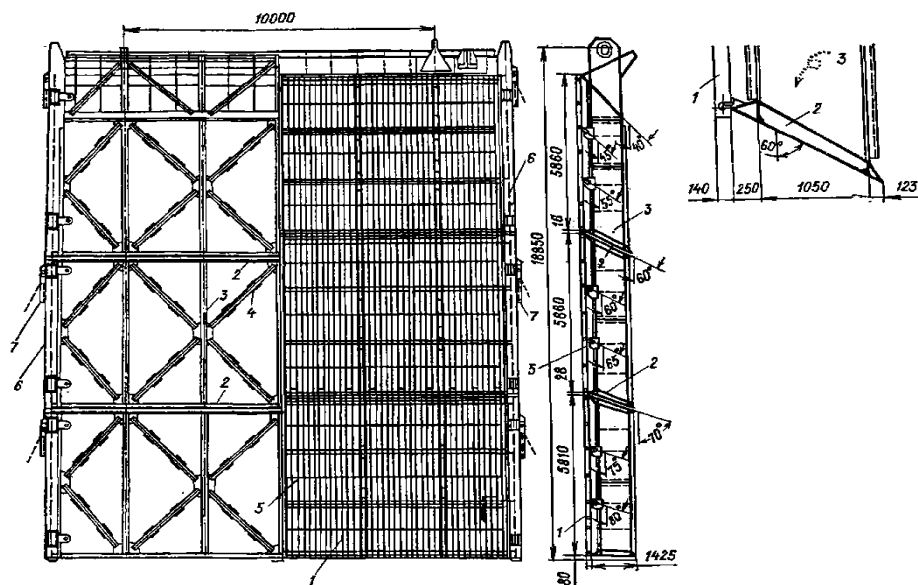


Рисунок 9.4 — Плоская стержневая решетка

Наряду с достаточно сложными конструкциями решеток с пустотелыми обтекаемыми ригелями, развернутыми под разными углами по линиям тока, в последние годы разработаны конструкции решеток со сквозными ригелями, расположенными горизонтально и выполненными в виде ферм с поясами из круглой стали (рисунок 9.5). Эксплуатация таких решеток на Саратовской, Нурекской, Чебоксарской и ряде других гидроэлектростанций показала, что они надежно работают и создают меньшие потери напора по сравнению с другими типами решеток.

При большой высоте перекрываемых отверстий решетки изготавливают из отдельных секций; при установке на место секции решеток соединяются между собой сцепами.

В низконапорных водоприемниках, находящихся в районах с низкими отрицательными температурами, иногда предусматривается установка сороудерживающих решеток с обогревом для предотвращения их обмерзания. Наиболее надежным способом обогрева является индукционный электрообогрев решеток.

При этом стержни, ригели, стойки решеток выполняются пустотелыми для размещения в них электропроводов.

В глубинных водоприемниках применяют несъемные плоские и полигональные сороудерживающие решетки, которые опираются на стационарные подрешеточные конструкции.

Механизмы для очистки решеток. Эффективная очистка решеток от сора и плавающих тел имеет большое значение для безаварийной эксплуатации гидроэлектрических станций и для обеспечения максимально возможной выработки электроэнергии. В зависимости от характера засорения решетки (попадание на решетку бревен и топляков, сучьев или водорослей) для очистки применяются различные очистные машины и механизмы: грейферы, ковши, бульдозеры, механические грабли и др. (рисунок 9.6).

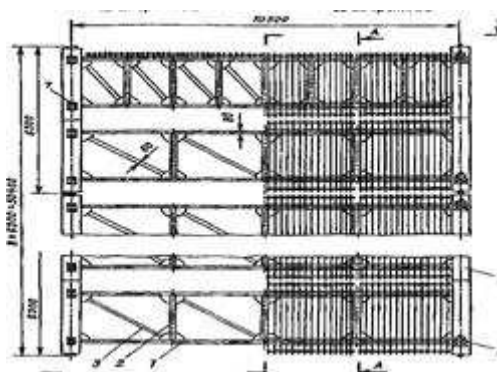


Рисунок 9.5 – Сороудерживающая решетка

Оборудование для очистки обычно подвешивают к тросам кранов, обслуживающих водоприемники, или располагают на специальных

решеткоочистных машинах, передвигающихся вдоль фронта решеток. Грабли применяют в основном при засорении решеток мелким сором, водорослями, травой и листьями. Бульдбор предназначен для очистки плоскости решеток путем ворошения и дробления мусора, находящегося на плоскости решетки и застрявшего между ее стержнями.

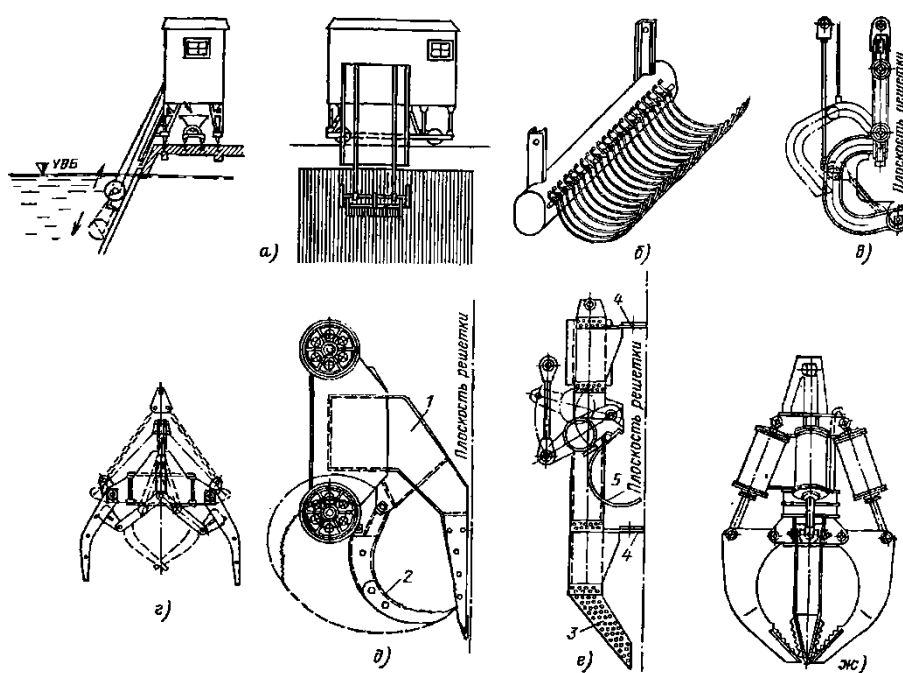


Рисунок 9.6 – Оборудование для механизированной очистки сороудерживающих решеток:

а — решеткоочистная машина с механическими граблями; б — грабли; в — ковш; г—горизонтальный грейфер; д— горизонтальной пневматический грейфер; е — бульдбор; ж — грейфер типа «полип» с пневматическим приводом; 1 — верхняя челюсть; 2 — нижняя челюсть; 3 — нож; 4 — щетки; 5 — грабли

Опыт эксплуатации гидроэлектростанций на засоренных водотоках показывает, что для успешной борьбы с сором следует применять несколько типов сороуборочных механизмов.

9.5 Заключение

Затонувшая и гниющая древесина вызывает фенольное загрязнение водной среды и провоцирует интенсивное цветение воды. На дне водохранилища и в заливах находится до 33 млн м³ затопленной и плавающей древесины. Полная очистка водохранилища от древесины требует почти целого столетия. Основная часть пригодной для использования бесхозной древесины находится на берегу и в многочисленных заливах водоёма.

Вышеизложенные материалы дают основание сделать выводы:

- плавающая и затопленная масса на водохранилищах является источником засорения и загрязнения водных объектов;
- затопление лесных массивов является причиной загрязнения водохранилищ органическими веществами;
- предельно допустимое соотношение воды и древесины 1:250;
- влияние древесной массы на гидрохимический состав воды в водохранилище проявляется в местах ее скопления;
- плавающая древесная масса представляет собой опасность для гидротехнических сооружений и для плавания судов, снижает рекреационное значение заливов водохранилищ.

Для разработки технологии очистки водохранилища от плавающей древесины необходимо знать: морфометрическую характеристику водохранилища и ветроволновой режим; общие объемы и места дислокации древесины на акватории; социально-экономические условия и транспортную структуру в районе расположения водохранилища. При подборе технических средств для выполнения работ необходимо предусматривать использование современной высокопроизводительной техники и оборудования, серийно выпускаемого промышленностью, т.к. на создание «нового образца» потребуется много времени, а эффективность его применения не всегда оправдана. Окончательный выбор техники и технологии очистки акватории водохранилища должен производиться путем сравнения технико-экономических показателей различных вариантов, с учетом эколого-экономического обоснования.

Интерес к изучению влияния техногенеза на качество воды водохранилища вызван не только тем, что он отрицательно влияет на рыбное хозяйство водохранилища, рекреационную зону в этом районе, работу сооружений гидроузла и пр., а главным образом — влиянием на качество воды водозаборов, расположенных ниже.

Освобождение водоёма от затопленной древесины на акваториях глубиной более 10 м проблематично по технико-экономическим показателям; в водохранилище ежегодно поступают всё новые объёмы древесины, что обусловлено процессами разрушения берегов и потерями при лесосплаве.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры Енисейского гидроузла на реке Енисей, являющимся сооружением I класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для случаев: основного обеспеченностью 0,1 % равного 9960 м³/с соответственно.

В ходе ВЭР была определена установленная мощность, равная 4550 МВт и среднемноголетняя выработка 31,49 млрд. кВт·ч. Было построено режимное поле, на котором определены следующие напоры:

максимальный – 68,3 м; расчетный – 29 м; минимальный – 22,2 м.

На третьем этапе было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции, определен максимальный расход через все агрегаты ГЭС, составляющий 476 м³/с.

При выборе турбин рассматривалось три варианта РО75-В, ПЛД70-В60° и ПЛ70-В. По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с пятнадцатью гидротурбинами РО75-В-850.

По справочным данным для выбранной турбины с синхронной частотой вращения 150 об/мин был подобран серийный гидрогенератор СВ-1236/165-40 с номинальной активной мощностью 300 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с укрупненными блоками. По справочным данным и каталогам было выбрано высоковольтное оборудование и оборудование на генераторное напряжение

После выбора основного электрооборудования был выбран перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

После выбора электрического оборудования и устройств его защит, была принята приплотинная компоновка гидроузла. Водосливная плотина принята бетонной.

В состав сооружений гидроузла входят:

- водосбросная бетонная плотина с поверхностным эксплуатационным и аварийным донным водосливом;
- здание ГЭС;
- левобережная бетонная плотина;
- правобережная глухая грунтовая плотина;

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины.

Для гашения кинетической энергии водного потока, пропускаемого через водосливную плотину, применяется гашение энергии способом отброшенной струи.

Произведена оценка прочности и устойчивости плотины. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,37 для основного сочетаний нагрузок (нормативное значение для сооружений I класса – 1,25).

Таким образом, плотина отвечает требованиям надежности. При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Плотина отвечает всем требованиям, предусмотренными СП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГЭС.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

- дисконтированный срок окупаемости – 11 лет;
- себестоимость – 0,1 руб/кВт
- удельные капиталовложения – 111000 руб./кВт.

Таким образом, строительство Енисейского гидроузла в настоящее время является актуальным.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Использование водной энергии: методические указания по выполнению курсового и дипломного проектирования / сост. Затеева Е. Ю. – Саяногорск; Черёмушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2012.
2. 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.
3. Системный оператор ЕЭС [Электронный ресурс] // Филиал АО «СО ЕЭС» Башкирское РДУ [сайт]: <http://so-ups.ru/?id=178>.
4. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: В 2т./Под ред. Ю.С. Василева, Д.С. Щавелева. – Т.2. Энергоатомиздат, 1990 – 366 с.
5. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для Курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов - 4-е изд, перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.
6. СТО 17330282.27.140.022-2008 «Здания ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования». ОАО РАО «ЕЭС России». Дата введения - 2008 - 07 – 30 с.
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] // ОАО РАО «ЕЭС России» - Режим доступа: <https://files.stroyinf.ru/Data1/57/57990/>
9. Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. От 27 декабря 2002 г. № 184 – ФЗ «О техническом регулировании». [Электронный ресурс] // ОАО «РусГидро» - Режим доступа: http://www.rushydro.ru/upload/iblock/d86/STO-RusGidro-01.01.78-2012_Normi-tehnologicheskogo-proektirovaniya.pdf
10. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта. – Введ. 06.12.2007 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 20 с.
11. Каталог «Трансформаторы сухие ТСЗ ВН 6/10 кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Энерго-Завод». – Режим доступа: <http://energo-zavod.com>

12. Каталог «Трансформаторы силовые масляные -110 кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский Трансформатор». – Режим доступа: <http://www.transformator.com.ru/>
13. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ.- Введ. 01.01.2007. – Москва: Стандартиформ, 2007. – 59 с.
14. Каталог «Высоковольтное оборудование» [Электронный ресурс] // ООО «ЭнергоСпецКомплект». – Режим доступа: <http://www.energospes.ru/>
15. Каталог «Высоковольтное оборудование» [Электронный ресурс] // ООО «ЗЕТО». – Режим доступа: <http://www.zeto.ru/>
16. Каталог «Высоковольтное оборудование» [Электронный ресурс] // ЗАО «Профотек». – Режим доступа: <http://www.profotech.ru/>
17. Каталог «Высоковольтное оборудование» [Электронный ресурс] // ООО «Промсвязькомплект». – Режим доступа: <http://promsvjazkomplekt.ru/>
18. Каталог «Высоковольтное оборудование» [Электронный ресурс] // ООО «АСУ ВЭИ». – Режим доступа: <http://www.asu-vei.ru/>
19. Каталог «Высоковольтное оборудование» [Электронный ресурс] // ООО «ЭнергоСпецКомплект». – Режим доступа: <http://www.energospes.ru/>
20. 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.
21. Каталог «Трансформаторы СН масляные» [Электронный ресурс] // ООО «СвердловЭлектроЩит». – Режим доступа: <http://www.sesh96.ru/>
22. Каталог «Трансформаторы СН масляные» [Электронный ресурс] // ООО «ГК ЭнергоПроф». – Режим доступа: <https://www.sklad-generator.ru>
23. СТО 56947007-29.240.10.249-2017 Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций. – Введ. 28.09.2017 – Москва: ПАО «ФСК ЕЭС», 2017 г. – 19 с.
24. ГОСТ Р 56302-2014 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики. Общие требования. Дата актуализации: 01.01.2019. [Электронный ресурс] // Филиал АО «СО ЕЭС» – Режим доступа: <https://files.stroyinf.ru/Index/58/58528.htm>
25. ГОСТ Р 56303-2014 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики. Общие требования к графическому исполнению. Утвержден и введен в

- действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 12 декабря 2014 г. N 1984-ст. [Электронный ресурс] // Филиал АО «СО ЕЭС» – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200115865>
- 26.ГОСТ Р 57114-2016 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологическое управление. Термины и определения. Дата актуализации: 01.01.2019. [Электронный ресурс] // Филиал АО «СО ЕЭС» – Режим доступа: <https://files.stroyinf.ru/Data/635/63515.pdf>
- 27.Каталог «Высоковольтное оборудование» [Электронный ресурс] // «УралЭнерго». – Режим доступа: <http://www.u-energo.ru>
- 28.Правила устройства электроустановок / Главэнергонадзор России. – 7-е изд., перераб. и доп. – Москва: Энергоатомиздат, 1998 г. – 608 с.
- 29.Чернобровов Н. В. Ч-49 Релейная защита. Учебное пособие для техникумов. Изд.5-е, перераб. и доп. М., «Энергия», 1974 - 680 с. С ил.
- 30.СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003 (с Изменением N 1) [Электронный ресурс] // ОАО «ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева» – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/456071754>
- 31.СП 40.13330.2012 Плотины бетонные и железобетонные. Актуализированная редакция СНиП 2.06.06-85. [Электронный ресурс] // ОАО «ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева» – Режим доступа: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293794/4293794017.htm>
- 32.СП 38.13330.2012 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82* [Электронный ресурс] // – ОАО «ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева» - Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200095522>
- 33.Справочник по гидравлическим расчетам/ Под ред. П. Г. Киселева. - М.: Энергия, 1974. - 312 с.
- 34.Гидротехнические сооружения: Учебное пособие/ Л. Н. Рассказов, В. Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов и др. - М.: АСВ, 2011. - Ч.2. - 536 с.
- 35.СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85 (с Изменением N 1). [Электронный ресурс] // ОАО «ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева» – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200095522>
- 36.СП 39.13330.2012 Плотины из грунтовых материалов. Актуализированная редакция СНиП 2.06.05-84* (с Изменениями N 1, 2). [Электронный ресурс] //

- ОАО «ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева» – Режим доступа:
<http://docs.cntd.ru/document/1200095521>
- 37.СП 41.13330.2012 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.06.08-87. (с Изменением N 1) [Электронный ресурс] // ОАО «ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева» – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200095549>
- 38.СТО 70238424.27.140.003-2010 Гидротехнические сооружения ГЭС и ГАЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. [Электронный ресурс] // ОАО «ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева» – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200093612>
- 39.ГОСТ Р 12.0.008-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Системы управления охраной труда в организациях. Проверка (аудит). [Электронный ресурс] // ООО "Экожилсервис" и Учреждения Федерации Независимых Профсоюзов России "Научно-исследовательский институт охраны труда в г. Екатеринбурге" – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200073864>
- 40.Распоряжение от 14.01.98 № 5р Об утверждении Положения о СУОТ. от 14.01.98 № 5р. [Электронный ресурс] // РАО «ЕЭС России» – Режим доступа: <https://refdb.ru/look/2312094-pall.html>
- 41.Приказ Минтруда России от 24.07.2013 N 328н (ред. от 15.11.2018) "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок" [Электронный ресурс] // «Бюллетень нормативных актов федеральных органов исполнительной власти» – Режим доступа: <https://tk-expert.ru/lib/231/>
- 42.РД 153-34.0-03.301-00 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий (3-е издание с изменениями и дополнениями). [Электронный ресурс] // РАО «ЕЭС России» – Режим доступа: http://www.infosait.ru/norma_doc/43/43607/index.htm
- 43.Федеральный закон от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" (с изменениями и дополнениями) [Электронный ресурс] // Государственная Дума – Режим доступа: <http://base.garant.ru/12161584/>
- 44."Конституция Российской Федерации" (принята всенародным голосованием 12.12.1993) (с учетом поправок, внесенных Законами РФ о поправках к Конституции РФ от 30.12.2008 N 6-ФКЗ, от 30.12.2008 N 7-ФКЗ, от 05.02.2014 N 2-ФКЗ, от 21.07.2014 N 11-ФКЗ) [Электронный ресурс] // Государственная Дума – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28399/

45. Федеральный закон "Об охране окружающей среды" от 10.01.2002 N 7-ФЗ (последняя редакция) [Электронный ресурс] // Государственная Дума – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34823/
46. Федеральный закон от 04.05.1999 N 96-ФЗ (ред. от 13.07.2015) "Об охране атмосферного воздуха" [Электронный ресурс] // Государственная Дума – Режим доступа: https://www.ecolog46.ru/wp-content/uploads/2017/08/Федеральный-закон-от-04_05_1999-N-96-ФЗ-об-охране-атмосферного-воздуха.pdf
47. Федеральный закон от 31 декабря 2017 г. N 503-ФЗ "О внесении изменений в Федеральный закон "Об отходах производства и потребления" и отдельные законодательные акты Российской Федерации" [Электронный ресурс] // Государственная Дума – Режим доступа: <https://rg.ru/2018/01/09/fz503-dok.html>
48. Федеральный закон "О животном мире" от 24.04.1995 N 52-ФЗ (последняя редакция) [Электронный ресурс] // Государственная Дума – Режим доступа: <http://base.garant.ru/10107800/>
49. Федеральный закон от 14 марта 1995 г. N 33-ФЗ "Об особо охраняемых природных территориях"(с изменениями и дополнениями) [Электронный ресурс] // Государственная Дума – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/9010833>
50. Федеральный закон "О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения" от 30.03.1999 N 52-ФЗ (последняя редакция) [Электронный ресурс] // Государственная Дума – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_22481/
51. Федеральный закон "О безопасности гидротехнических сооружений" от 21.07.1997 N 117-ФЗ (последняя редакция). [Электронный ресурс] // Государственная Дума – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/420320415>
52. Федеральный закон "Об экологической экспертизе" от 23.11.1995 N 174-ФЗ (последняя редакция) [Электронный ресурс] // Государственная Дума – Режим доступа: <http://pravo.gov.ru/proxy/ips/?docbody=&nd=102038321>
53. Федеральный закон "О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов" от 20.12.2004 N 166-ФЗ (последняя редакция) [Электронный ресурс] // Государственная Дума – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_50799/
54. Федеральный закон "Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации" от 25.06.2002 N 73-ФЗ

- (последняя редакция). [Электронный ресурс] // Государственная Дума – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_37318/
55. Земельный кодекс Российской Федерации" от 25.10.2001 N 136-ФЗ (ред. от 25.12.2018) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2019). [Электронный ресурс] // Государственная Дума – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_33773/
56. Водный кодекс Российской Федерации" от 03.06.2006 N 74-ФЗ (ред. от 27.12.2018) [Электронный ресурс] // Государственная Дума – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_60683/
57. Лесной кодекс Российской Федерации" от 04.12.2006 N 200-ФЗ (ред. от 03.08.2018) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2019) [Электронный ресурс] // Государственная Дума – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_64299/
58. Часть вторая налогового кодекса Российской Федерации от 5 августа 2000 г. № 117-ФЗ // Собрание законодательства Российской Федерации от 7 августа 2000 г. №32 ст. 3340. [Электронный ресурс] // Государственная Дума – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28165/
59. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО (с типовыми примерами). Книга 1. Методические особенности оценки эффективности проектов в электроэнергетике. [Электронный ресурс] // РАО «ЕЭС России» – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200088779>
60. «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113. Москва: РАО «ЕЭС России», 2000 г – 138 с.
61. Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017 – 2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 № 9). [Электронный ресурс] // ПАО «РусГидро» – Режим доступа: <http://www.rushydro.ru/upload/iblock/ef5/Otchetnost-RSBU-2017-i-AZ.PDF>
62. Юрганов А.А., Кожевников В.А. Регулирование возбуждения синхронных генераторов. Санкт – Петербург: «Наука», 1996 г – 307 с.
63. Влияние затопленной и плавающей древесной массы на водные. В.П. Корпачев, Л.И. Малинин, М.М. Чебых, Ю.И. Рябоконт, А.И. Пережилин

64. Особенности разработки технологии очистки водохранилища Богучанской ГЭС от плавающей древесины. Корпачев В.П., Пережилин А.И., Андрияс А.А., Берестов И.В.
65. Формирование химического состава воды и донных отложений Павловского водохранилища, 2018 г. Р. Ф. Абдрахманов, А. О. Полева, С. А. Валитов

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Водно-энергетические расчеты и выбор установленной мощности

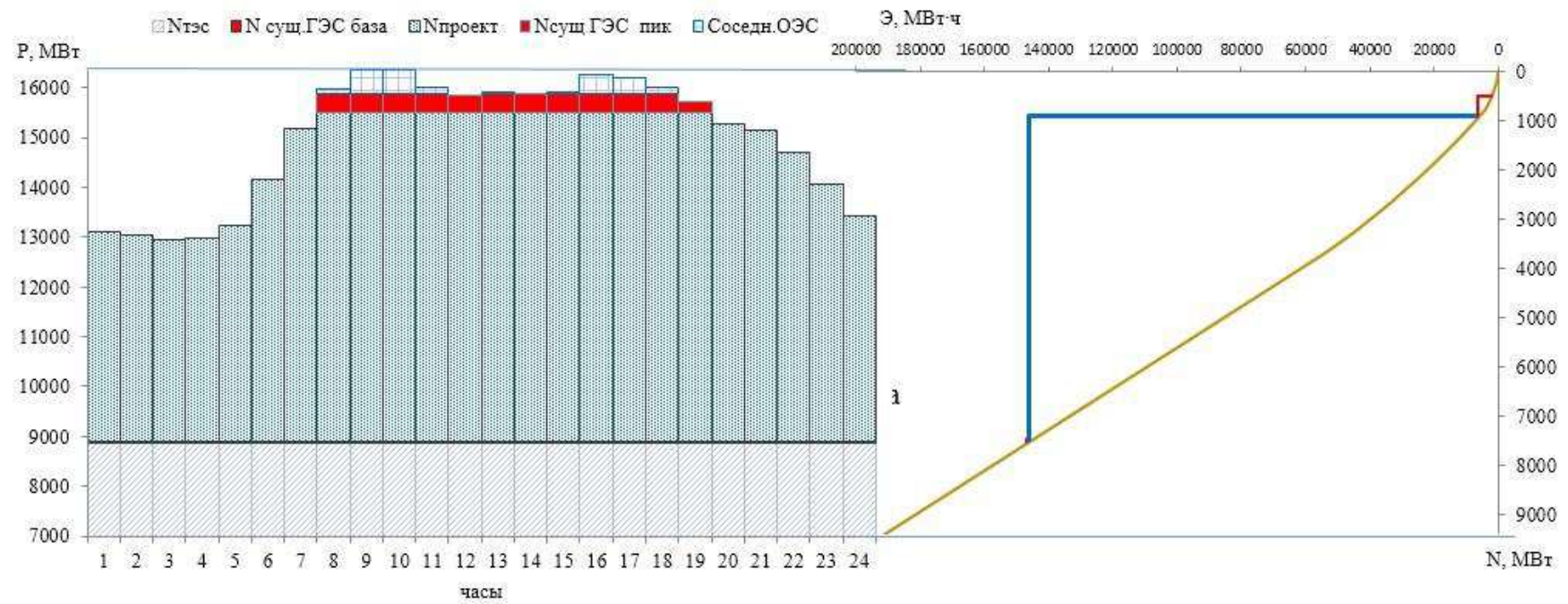


Рисунок А.1 – ИКН зима

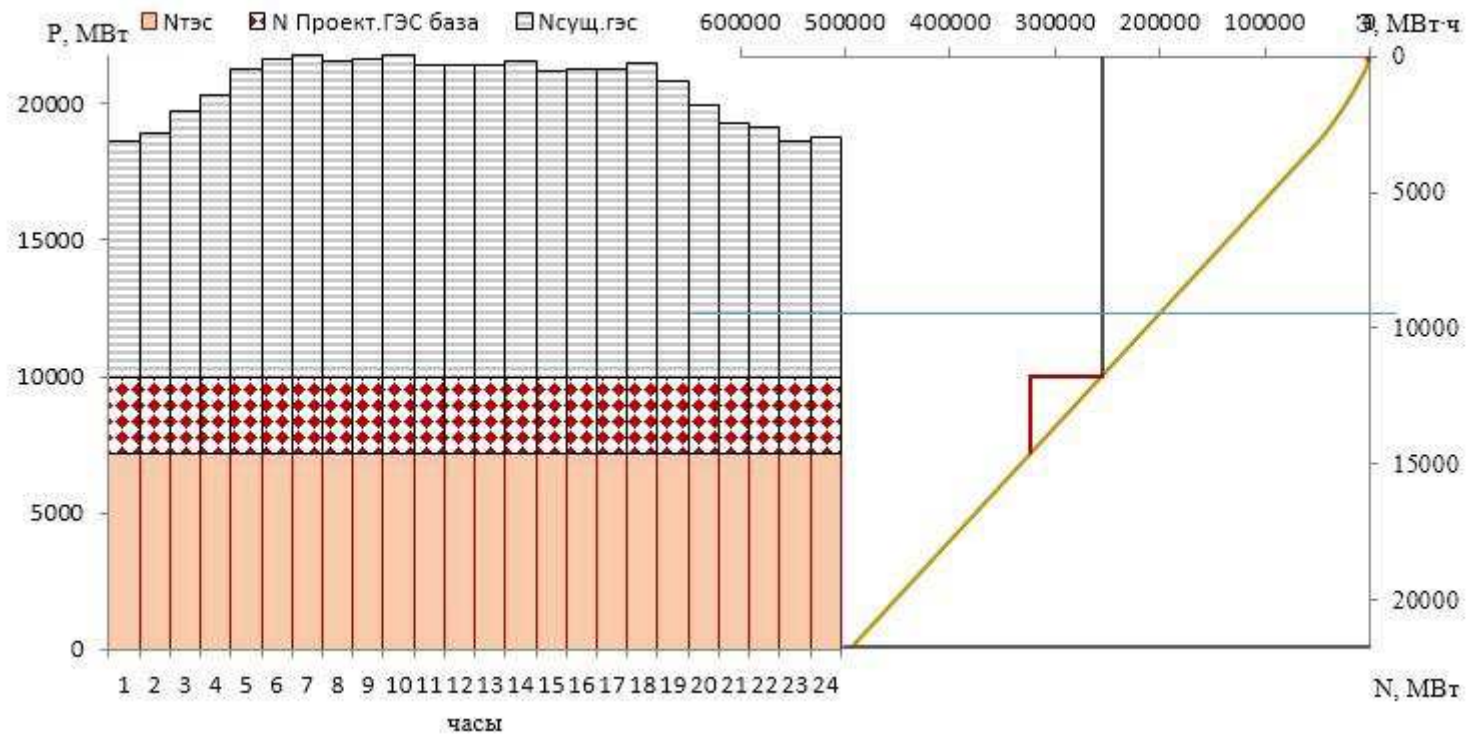


Рисунок А.2 – Покрывтие графика нагрузки существующими и проектируемой ГЭС для летних суток

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Основное и вспомогательное оборудование

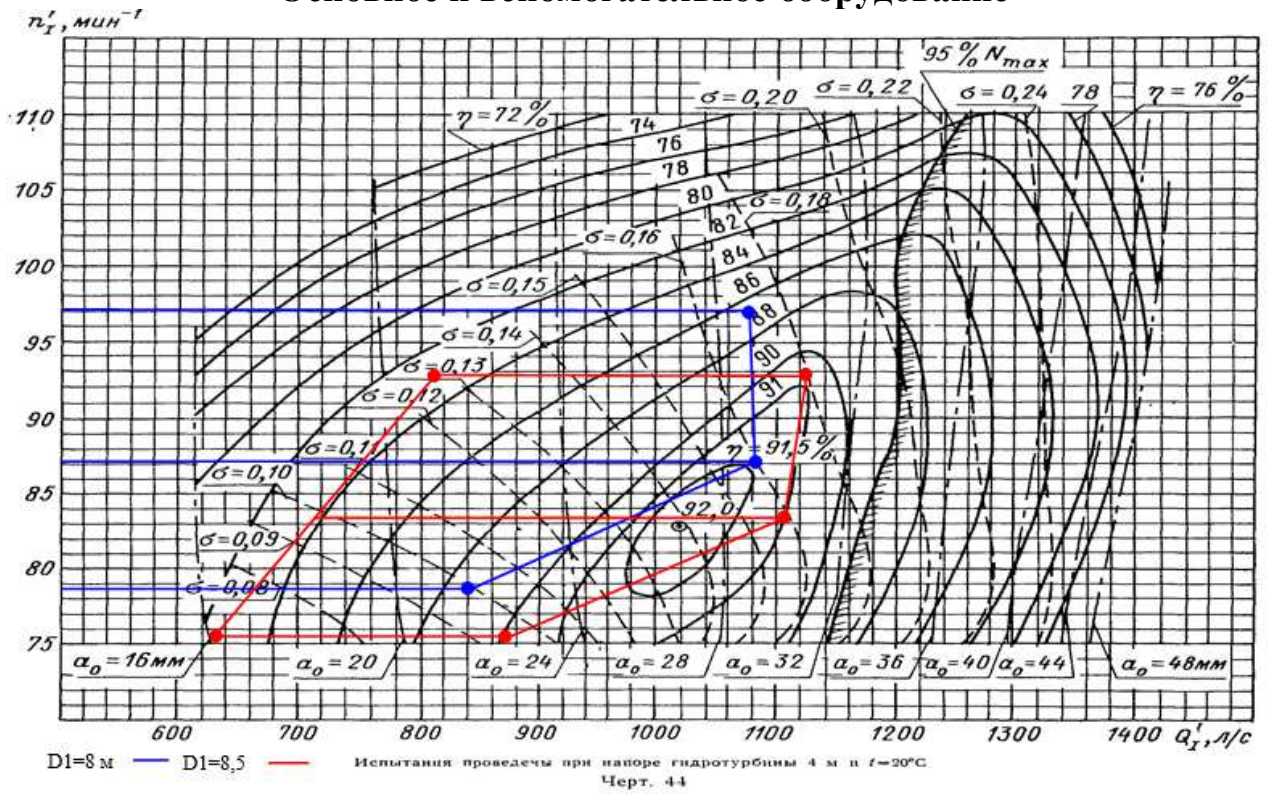


Рисунок Б.1 – Рабочее поле ГТ РО75-В

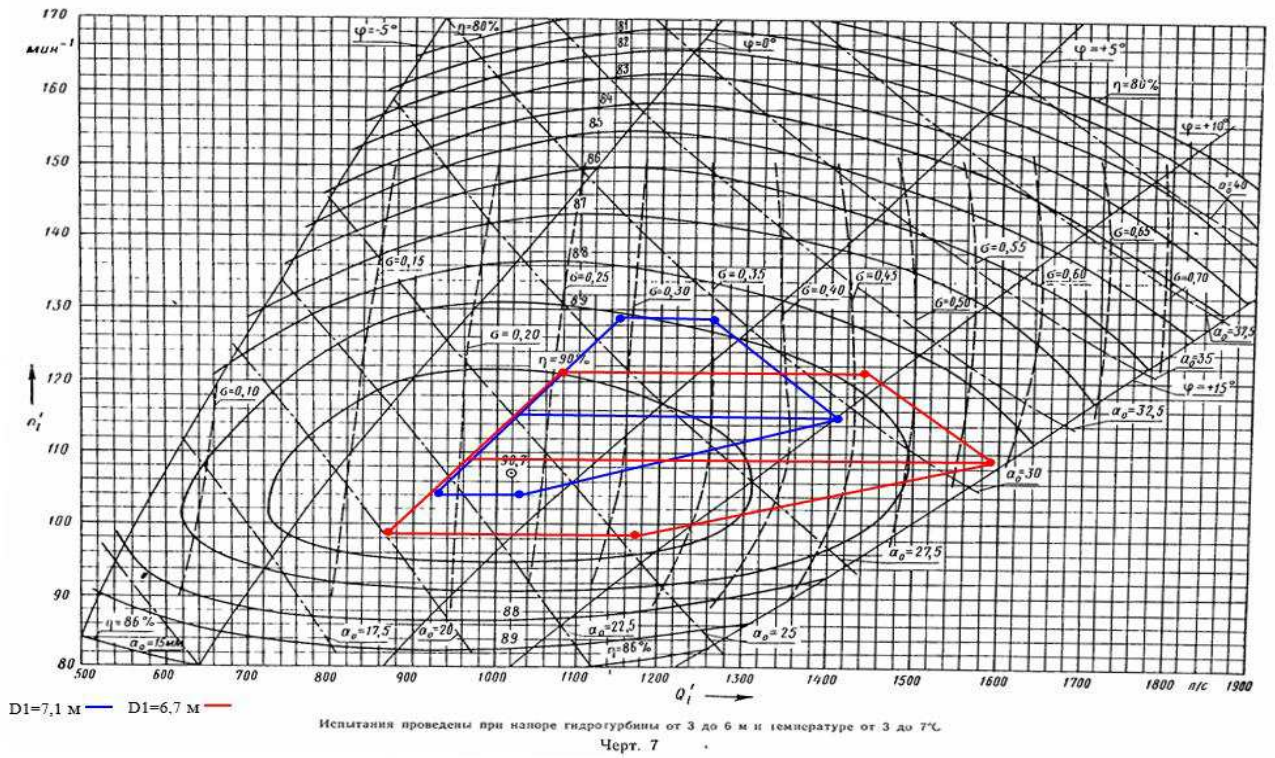


Рисунок Б.2 – Рабочее поле ГТ ПЛД70-В60°

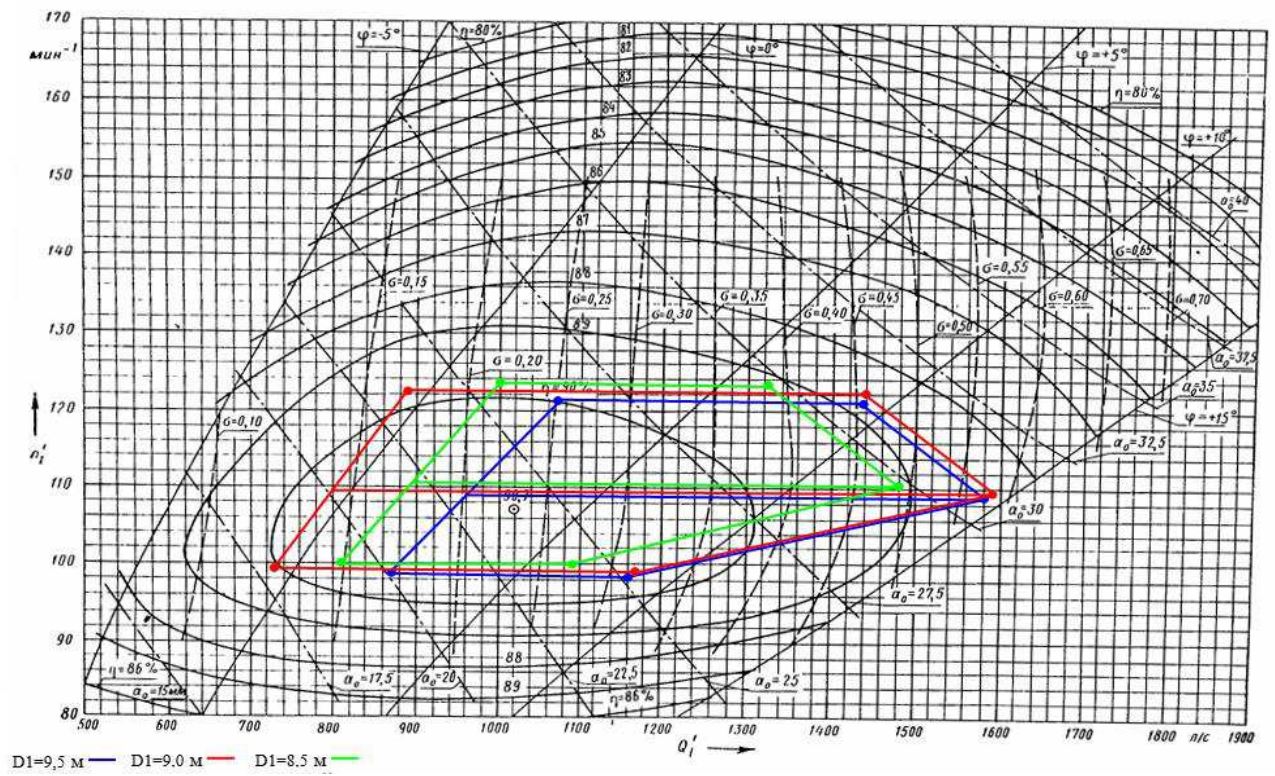


Рисунок Б.3 – Рабочее поле ГТ ПЛД70-В60°

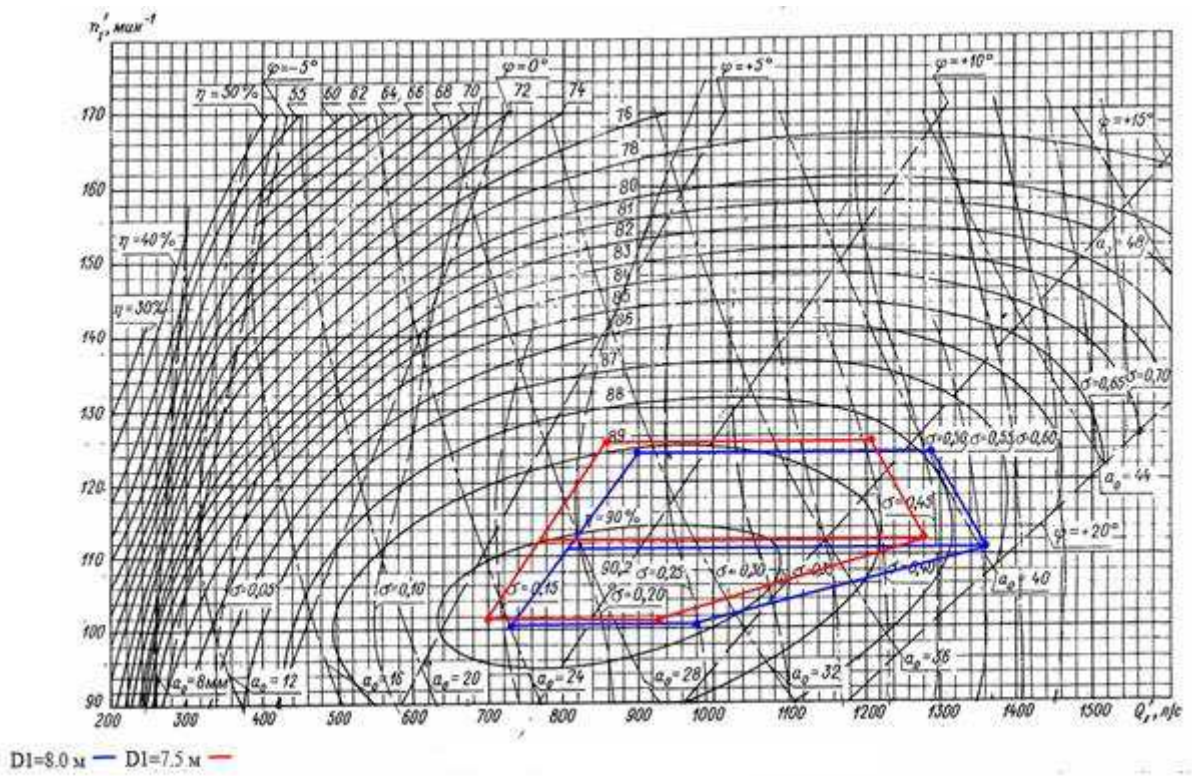


Рисунок Б.4 – Рабочее поле ГТ ПЛ70-В

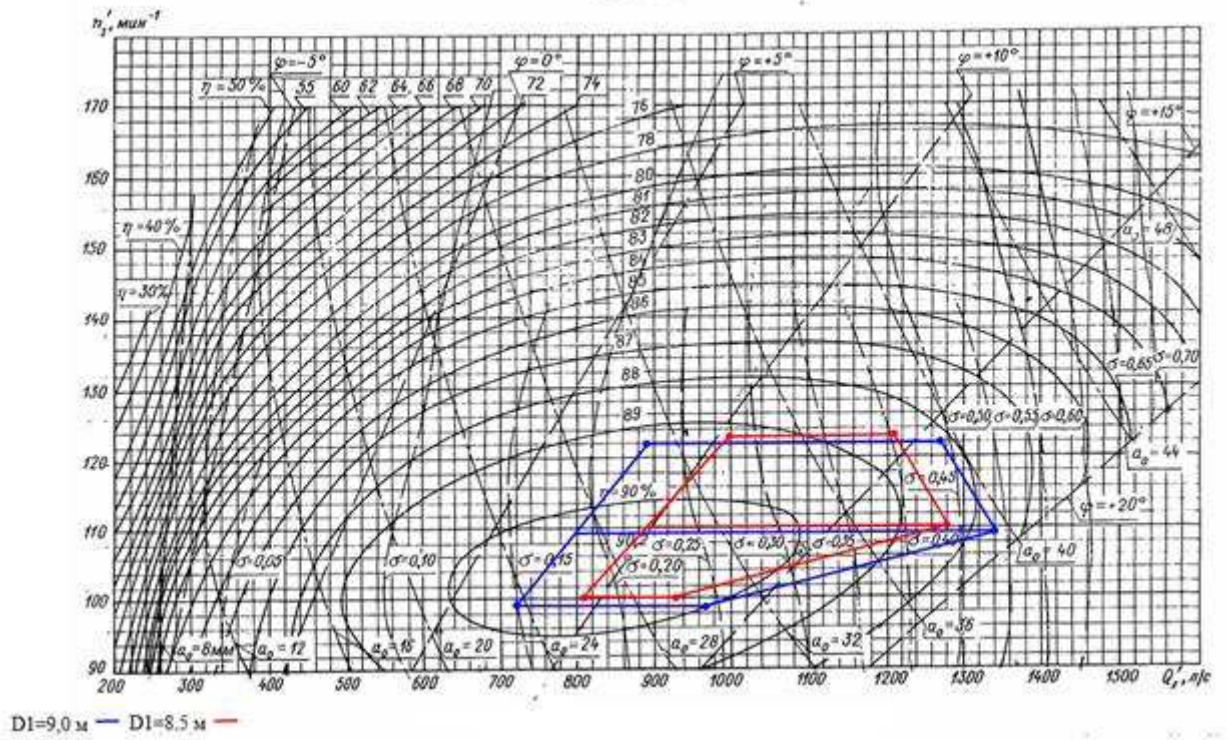


Рисунок Б.5 – Рабочее поле ГТ ПЛ70-В

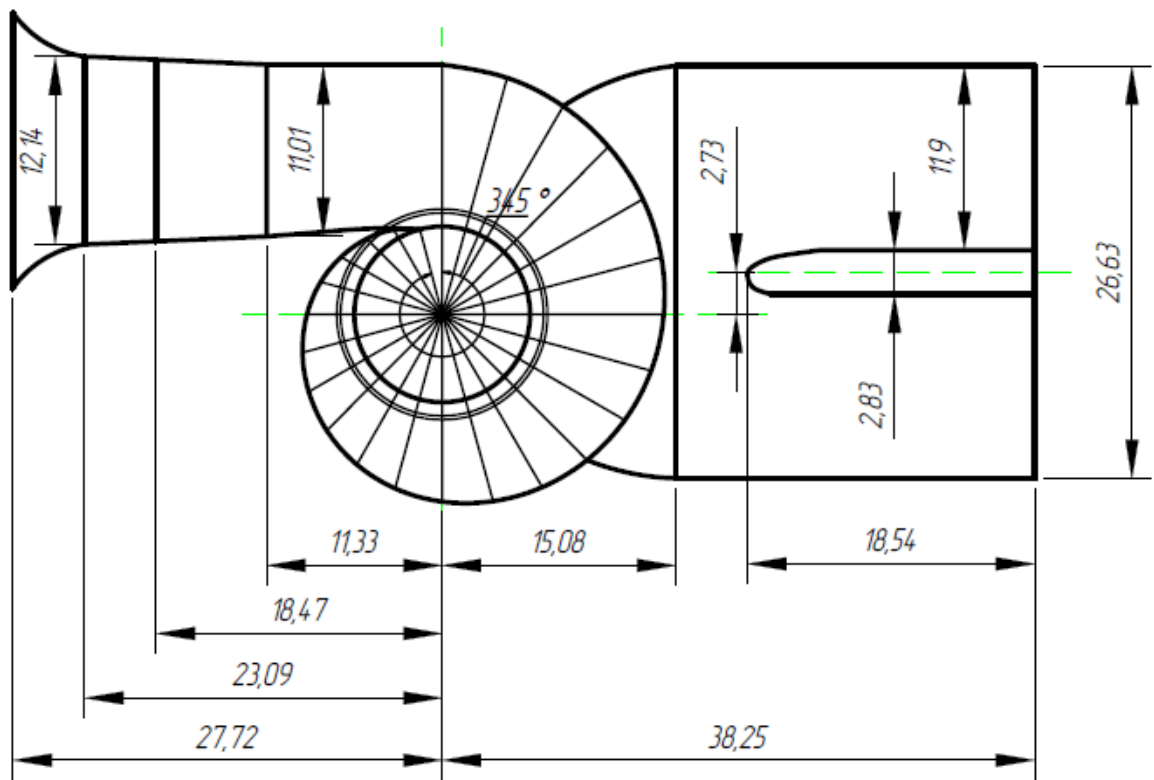


Рисунок Б.6 – План спиральной камеры

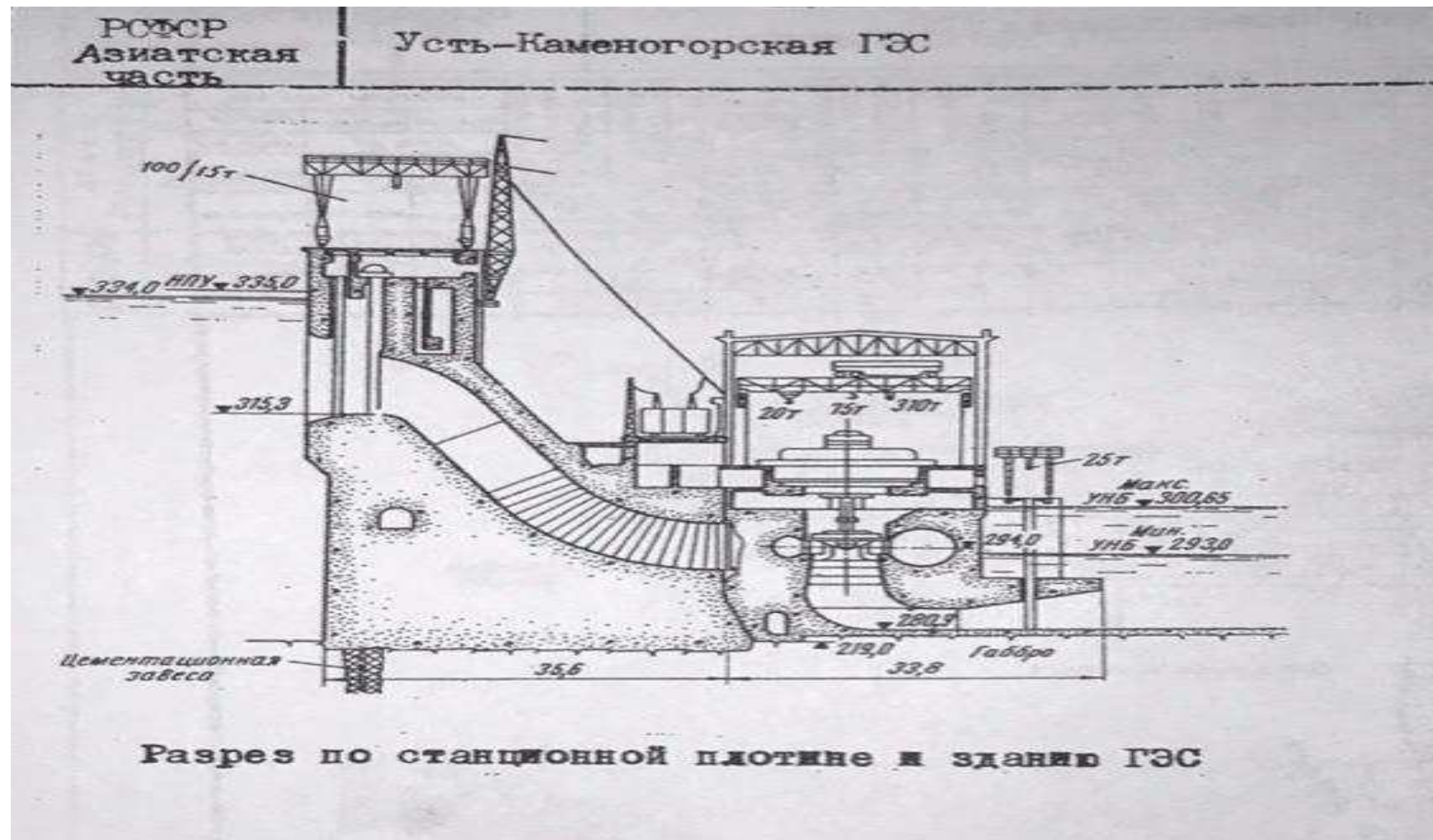


Рисунок Б.7 – Усть-Каменогорская ГЭС - аналог

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Релейная защита и автоматика

Таблица В.1 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф.защита поперечная	$I_{\Delta >}$	Ток срабатывания, I_{CP}	$0,2 \cdot I_H$	0,862 А	
Диф. Защита продольная	$I_{\Delta G}$	Ток срабатывания, $I_{CP,0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,647 А	
		Коэффициент торможения, K_T	0,3	-	
		Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,5 \cdot I_H$	2,157 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	6,470 А	
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	-	5 В
		t_3	U_{0G}	-	15 В
	U_{03}	Коэффициент торможения, K_T	1,1	-	
ЗПН	$U >$	2 ступень	U_{CP2}	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	U_{CP1}	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной послед. от несимметр. к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,302 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,647 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$0,2 \cdot I_H$	0,862 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	4,615 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	4,745 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,429 \cdot I_{НОМ}$	6,163 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,095	1,3 Ом
		2 ступень	Z_{II}	0,293	5,23 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_{P СИГН.}$	$1,07 \cdot I_{НОМ,Р}$	4,783 А
		ПО	$I_{P ПУСК.}$	$1,1 \cdot I_{НОМ,Р}$	4,917 А
		Отсечка	$I_{P ПУСК.}$	$2,19 \cdot I_{НОМ,Р}$	9,789 А

Продолжение приложения В

Таблица В.2 – Матрица отключений защит

Защита и действие защиты		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-500 В-ТСН	Предупредительный сигнал	
Наименование	Обозначение							
Диф. Защита поперечная	$I\Delta>$	+	+	+	+			
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	+	+	+	+			
ЗЗГ	U_0	t_1					+	
		t_3	+	+	+			
	U_0	t	+	+	+			
ЗПН	$U >$	1 ступень t_1	+	+				
		2 ступень t_2	+	+				
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО					+	
		ИО		+	+			
		ОТС I	t_1				+	
			t_2	+	+			
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО					+	
		ИО		+	+			
		ОТС	t_1				+	
			t_2	+	+			
ДЗ	$Z <$	1 ступень	t_1				+	
			t_2	+	+	+		
		2 ступень	t_1				+	
			t_2	+	+			
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО					+	
		ИО		+	+			
		Отсечка		+	+			

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

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой



подпись инициалы, фамилия

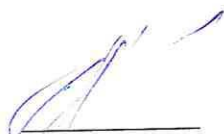
« 2 » 07 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02. – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЕНИСЕЙСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ЕНИСЕЙ.
ВЛИЯНИЕ ЗАТОПЛЕННОЙ И ПЛАВАЮЩЕЙ ДРЕВЕСИНЫ В
ВОДОХРАНИЛИЩАХ ГЭС НА КАЧЕСТВО ВОДЫ.**

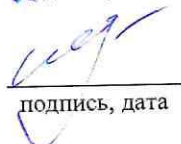
Руководитель


подпись, дата

мастер по ремонту оборудования
ООО «ИСО»

А.В. Полев
инициалы, фамилия

Выпускник


подпись, дата

К.И. Искра
инициалы, фамилия

Черемушки, 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Енисейской ГЭС на реке Енисей. Влияние затопленной и плавающей древесины в водохранилищах ГЭС на качество воды.».

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчёты

 3.07.2020 А.А. Купцов
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

 02.07.20 А.В. Масленников
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

 02.07.20 А.Т. Зинин
подпись, дата инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

 А.В. Широков
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

 02.07.20 Н.П. Чебанов
подпись, дата инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

 И.И. Радина
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

 2.07.20 Курочкин А.А.
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

 02.07.20 В.В. Ланасова
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер

 02.07.20 А.А. Гаванова
подпись, дата инициалы, фамилия