

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 ВЕРХНЕ-АБАКАНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ
АБАКАН.
БЕЗОПАСНОСТЬ ВЫСОТНЫХ РАБОТ НА ОБЪЕКТАХ
ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ.**

Руководитель _____

подпись, дата

А.А.Ачитаев

инициалы, фамилия

Выпускник _____

подпись, дата

П.В. Сафонов

инициалы, фамилия

Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Верхне-Абаканской ГЭС на реке Абакан. Безопасность высотных работ на объектах гидроэнергетики.

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчёты	_____	<u>Е.Ю. Затева</u> инициалы, фамилия
	подпись, дата	
Основное и вспомогательное оборудование	_____	<u>А.В. Масленникова</u> инициалы, фамилия
	подпись, дата	
Электрическая часть	_____	<u>А.А. Ачитаев</u> инициалы, фамилия
	подпись, дата	
Устройства РЗиА	_____	<u>А.В. Широков</u> инициалы, фамилия
	подпись, дата	
Компоновка сооружения и гидроузла	_____	<u>В.Б. Затеев</u> инициалы, фамилия
	подпись, дата	
Охрана окружающей среды	_____	<u>В.А. Кадычegov</u> инициалы, фамилия
	подпись, дата	
Охрана труда. Пожарная безопасность.	_____	<u>В.И. Татарников</u> инициалы, фамилия
	подпись, дата	
Технико-экономические показатели	_____	<u>В.В. Лапасова</u> инициалы, фамилия
	подпись, дата	
Нормоконтролер	_____	<u>А.А. Чабанова</u> инициалы, фамилия
	подпись, дата	

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ВЕРХНЕ-АБАКАНСКОЙ ГЭС	7
1 Анализ исходных данных.....	10
1.1 Топографические данные.....	10
1.2 Климат.....	10
1.3 Гидрология.....	10
1.4 Топографические характеристики водохранилища: кривые зависимости	11
1.5 Требования участников ВХК и потери воды	12
1.6 Данные по энергосистеме	12
2 Водно-энергетические расчеты и выбор установленной мощности	14
2.1 Определение расходов маловодного и средневодного года в заданном створе.....	14
2.2 Годовой график нагрузки.....	16
2.3 Расчет режимов работы ГЭС с учетом требований ВХК.	17
2.4 Баланс энергии	18
2.5 Водно-энергетический расчет на сработку - наполнение водохранилища (90%).....	19
2.6 Определение установленной мощности ГЭС	19
2.7 Баланс мощности	19
2.8 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС в среднем по водности году (50%)	20
3 Выбор оборудования.....	21
3.1 Режимное поле	21
3.2 Выбор системы и количества гидротурбин	22
3.3 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины.	26
3.4 Выбор типа серийного гидрогенератора.	28
3.5 Расчет спиральной камеры.....	29
3.6 Расчёт деталей и узлов гидротурбины.....	31
3.7 Выбор вспомогательного оборудования	33
4 Электрическая часть	34
4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС.....	34
4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС.....	34
4.2.1 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком	34
4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком	36
4.2.3 Выбор трансформаторов СН	37
4.3 Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения и марки проводов воздушных линий	38
4.4 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта.....	39

4.5	Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения	41
4.5	Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin.....	42
4.6.1	Расчёт исходных данных.....	42
4.6.2	Внесение исходных данных в программный комплекс и расчет токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin».....	43
4.7	Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима	45
4.8	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ	45
4.9	Выбор трансформаторов тока и напряжения.....	47
4.10	Выбор параметров ОРУ.....	48
4.10.1	Выбор выключателей и разъединителей.....	48
4.10.2	Выбор трансформаторов тока и напряжения.....	49
5	Релейная защита и автоматика	49
5.1	Перечень защит основного оборудования	50
5.2	Расчёт номинальных токов.....	51
5.2	Описание защит и расчет их уставок.....	51
5.2.1	Продольная дифференциальная защита генератора (IDG).....	52
5.2.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN (Uo)).....	54
5.2.3	Защита от повышения напряжения (U1>), (U2>).....	57
5.2.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I2).....	57
5.2.5	Защита от симметричных перегрузок(I1).....	61
5.2.6	Дистанционная защита генератора $Z1 <, Z2 <$	63
5.2.7	Защита от перегрузки обмотки ротора.....	66
5.3	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор.....	68
5.4	Таблица уставок и матрица отключений защит	68
6	Компоновка и сооружения гидроузла	71
6.1	Определение отметки гребня бетонной плотины.....	71
6.2	Гидравлический расчёт	73
6.3	Определение отметки гребня водослива	75
6.4	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе.....	77
6.5	Расчёт водобойного колодца	78
6.6	Пропуск расходов через донный водосброс	79
6.7	Конструирование плотины.....	81
6.7.1	Определение ширины подошвы плотины.....	81
6.7.2	Разрезка бетонной плотины швами	82
6.7.2	Быки.....	82
6.7.3	Устои	83
6.7.3	Дренаж тела бетонных плотин	83
6.7.4	Галереи в теле плотины.....	84
6.7	Основные элементы плотины.....	84

6.7.1 Понур.....	84
6.7.2 Шпунтовая стенка.....	84
6.7.3 Дренажные устройства в основании плотины.....	85
6.8 Конструктивные элементы нижнего бьефа.....	85
6.8.1 Колодец.....	85
6.9 Рисберма и ковш	85
6.9.1 Рисберма	85
6.9.2 Ковш.....	86
6.10 Фильтрационные расчёты подземного контура	87
6.10.1 Построение эпюры противодействия методом удлинённой контурной линии.....	87
6.11 Обоснование надёжности и безопасности бетонной плотины	88
6.11.1 Определение основных нагрузок на плотину	88
6.12 Оценка прочности плотины	91
6.13 Критерии прочности плотины и ее основания.....	93
6.14 Расчёт устойчивости плотины.....	94
7 Охрана труда и противопожарная безопасность	96
7.1 Охрана труда.....	96
7.2 Пожарная безопасность.....	98
7.3 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Верхне-Абаканской ГЭС.....	100
7.3.1 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища	100
7.3.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации	101
7.3.3 Отходы, образующиеся при строительстве	103
7.3.4 Воздействия на природную среду в строительный период.....	103
8 Техничко-экономические показатели	105
8.1 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации	105
8.1.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии	105
8.1.2 Текущие расходы по гидроузлу	106
8.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности	109
8.3 Оценка инвестиционного проекта.....	111
8.3.1 Методология, исходные данные.....	111
8.3.2 Коммерческая эффективность.....	112
8.3.3 Бюджетная эффективность	112
8.4 Анализ чувствительности	113
9 Безопасность высотных работ на объектах гидроэнергетики	115
9.1 Высотные работы.....	115
9.2 Требования к работникам при работе на высоте.....	115
9.3 Обеспечение безопасности высотных работ.....	118
9.3.1 Акт-допуск.....	120
9.3.2 План производства работ (ППР)	120
9.3.3 Наряд-допуск.....	122

9.4 Системы безопасности	123
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	128
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	130
ПРИЛОЖЕНИЕ АРасчёты режимов по водотоку и по санитарному попуску	137
ПРИЛОЖЕНИЕ БРасчёты по сработке и наполнению водохранилища.....	138
ПРИЛОЖЕНИЕ ВВодно-энергетический расчет для средневодного года	139
ПРИЛОЖЕНИЕ ГУниверсальная характеристика турбины ПЛ30б-В-315	141
ПРИЛОЖЕНИЕ ДГидромеханический расчет сечений	142
ПРИЛОЖЕНИЕ ЕТеоретический чертеж спиральной камеры.....	143
ПРИЛОЖЕНИЕ ЖПлан мероприятия по охране окружающей среды	144

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ВЕРХНЕ-АБАКАНСКОЙ ГЭС

1. Наименование рекиАбакан;
2. Местонахождение ГЭС Республика Хакасия;
3. Наименование ГЭСВерхне-Абаканская;
4. Тип проектируемой установкиГидроэлектростанция;
5. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний65 м³/с;
 - б) максимальный с обеспеченностью 1,0%324 м³/с;
 - в) максимальный с обеспеченностью 0,1%376 м³/с;
 - г) минимальный20 м³/с;
6. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока Годичный;
 - б) отметка ФПУ495 м;
 - в) отметка НПУ494 м;
 - г) отметка УМО491,14 м;
 - д) объем водохранилища 4,33 км³;
 - е) объем водохранилища полезный 0,798 км³;
7. Напоры:
 - а) максимальный29,3 м;
 - б) расчетный27,6 м;
 - в) минимальный26,4 м;
8. Энергетические характеристики:
 - а) мощность установленная 33 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка 133,5 млн. кВт·ч;
9. Бетонная плотина:
 - а) правобережная глухая 139,72 м;
 - б) левобережная глухая221 м;
 - в) стационарная30 м;
 - г) водосливная34 м;
10. Водосбросные сооружения:
 - Поверхностный водослив:
 - а) число и размер пролетов2 отверстия 4,15×14м;
 - б) общая длина31м;
 - в) максимальная высота32,65м;
 - Глубинные водовыпуски:
 - а) число и форма сечения 2 и прямоугольное;
 - б) размеры сечения 3×1м;
11. Здание ГЭС:

- а) тип зданиярусловое;
- б) число агрегатов 2;
- в) грунты в основаниигалька, песок;
- г) тип спиральной камерыбетонная;
- д) тип отсасывающей трубы изогнутая;

12.Основное оборудование:

- а) тип турбины ПЛ30а-В-315;
- б) тип генератора..... ВГС 525/99-28;
- в) номинальная активная мощность генератора 15МВт;
- г) частота вращения 214об/мин;
- д) тип трансформаторовТДН-25000 / 220;

13.Технико-экономические показатели:

- а) срок окупаемости 131мес.;
- б) себестоимость электроэнергии.....0,049 руб/кВт·ч;
- в) удельные капиталовложения1730,8 долл/кВт;

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 технику - 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 Анализ исходных данных

1.1 Топографические данные

Гидроузел расположен в Республике Хакасия на реке Абакан. Река Абакан - левый приток Енисея, протекает по территории Хакасии и Красноярского края. Длина - 514 км. Площадь бассейна - 32 тысячи км².

Абакан образуется слиянием Большого Абакана и Малого Абакана, а впадает в Красноярское водохранилище. В верхнем течении он протекает по узкой долине, у села Большой Монок, в нижнем - по Минусинской котловине, где русло разбивается на рукава. При впадении реки в Енисей находится город Абакан.

1.2 Климат

Климат на протяжении реки резко континентальный, субарктический, где господствует Сибирский антициклон с очень холодными зимами и относительно жарким летом. Среднегодовая температура воздуха составляет -12,8 °С, абсолютный минимум зафиксирован -61 °С, абсолютный максимум +34 °С.

1.3 Гидрология

Среднемесячные, среднегодовые и среднемноголетние расходы воды (м³/с) в створе ГЭС представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Среднемесячные, среднегодовые и среднемноголетние расходы воды (м³/с) в створе ГЭС.

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср. год
1932	9	8	7	42	122	192	90	80	68	65	41	13	61
1933	10	9	8	42	117	194	113	103	87	76	50	13	68
1934	9	8	9	32	172	271	86	76	73	84	34	14	72
1935	8	7	6	29	118	151	97	95	81	61	32	11	58
1936	9	7	6	22	182	182	85	72	69	67	28	13	62
1937	10	10	9	31	136	217	140	113	90	76	35	14	73
1938	9	8	7	72	218	150	109	105	87	84	42	14	75
1939	9	10	9	72	252	272	178	134	104	102	46	18	101
1940	7	5	5	40	178	133	120	78	71	62	31	11	62
1941	10	9	9	33	146	143	100	76	81	64	32	15	60
1942	10	8	7	28	232	217	111	109	86	80	36	12	78
1943	8	7	6	42	150	146	106	91	67	63	28	12	60
1944	7	6	6	33	136	118	71	59	56	50	20	10	48
1945	8	6	5	57	153	143	89	94	85	64	24	12	62
1946	9	7	6	29	117	92	66	65	59	48	25	14	45

1947	9	7	6	65	135	149	100	96	105	74	31	12	66
------	---	---	---	----	-----	-----	-----	----	-----	----	----	----	----

Продолжение таблицы 1.1

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср. год
1948	9	8	8	36	177	111	78	87	95	61	25	14	59
1949	11	10	7	65	199	283	147	108	100	93	44	15	90
1950	10	10	8	26	160	125	102	93	90	63	30	13	61
1951	9	8	7	25	187	163	81	69	88	63	25	13	61
1952	9	8	7	27	205	150	86	81	78	65	28	11	63
1953	11	11	9	51	169	284	149	107	87	86	30	16	84
1954	9	6	6	21	174	126	89	85	65	58	19	12	56
1955	8	5	5	26	108	158	120	100	82	61	35	11	60
1956	8	7	5	28	176	281	101	82	79	74	29	10	73
1957	12	6	4	26	156	144	90	73	86	64	29	11	58
1958	9	7	6	24	99	101	67	50	40	40	19	12	40
1959	7	6	6	31	158	172	83	79	60	60	19	12	58
1960	9	8	8	32	158	187	106	72	67	63	19	14	62
1961	10	10	8	61	161	155	111	102	100	69	21	13	68
1962	10	9	9	66	233	267	175	128	97	96	33	14	95
1963	14	10	9	33	187	136	99	71	62	61	27	16	60
1964	10	8	6	30	140	150	98	75	60	57	25	12	56
1965	12	12	12	25	88	90	72	66	50	43	23	14	42
1966	11	9	9	35	132	129	86	71	82	59	34	14	56
1967	9	8	11	57	219	233	117	100	83	80	23	15	80
1968	12	9	10	61	183	116	110	103	76	67	23	16	65
1969	8	6	6	44	149	233	73	71	63	62	14	13	62
1970	11	4	2	52	193	185	69	68	66	65	32	13	63
1971	10	9	10	50	181	179	99	89	69	69	26	13	67
1972	7	10	7	49	157	233	77	76	70	67	32	13	66
1973	10	7	6	37	189	169	88	71	71	64	32	15	63
1974	8	5	4	46	141	117	84	74	53	52	25	13	52
1975	8	4	2	34	173	200	87	68	66	66	48	19	65
1976	5	7	5	26	150	137	79	64	56	52	30	11	52
1977	11	10	8	39	187	114	100	65	63	60	43	8	59
1978	10	9	10	74	200	143	103	85	81	72	44	17	71
1979	5	7	5	27	156	143	82	67	58	54	31	11	52
1980	10	7	6	37	189	169	88	71	71	64	32	15	63
1981	8	5	4	46	141	117	84	74	53	52	25	13	52
Ср	9	8	7	42	167	172	101	85	76	67	30	13	65

$Q_{\max \text{ расч.}} = 324 \text{ м}^3/\text{с}$. Расчетная обеспеченность в соответствии с классом будущего ГТС.

1.4 Топографические характеристики водохранилища: кривые зависимости

Полином зависимости $Z_{\text{ВВ}} = f(V)$:

$$y = 0,00416666665859289x^6 - 0,0823717948754563x^5 + 0,55608974606082x^4 - 1,20236016766921x^3 - 2,28403250129941x^2 + 17,0551279181909x + 462,99417265638$$

Полином зависимости $Z_{НБ} = f(Q_{НБ} \text{ лето})$:

$$y = 0,0000000000000032949617186x^5 - 0,000000000078624884486438x^4 + 0,0000000677325714040083x^3 - 0,0000284891106425156x^2 + 0,0122469152179514x + 463,000000006092$$

Полином зависимости $Z_{НБ} = f(Q_{НБ} \text{ зима})$:

$$y = 0,000000000000105927839720x^5 - 0,000000000197629792903509x^4 + 0,000000134316493822736x^3 - 0,0000447959662618763x^2 + 0,0153208993801686x + 463,000000001053$$

1.5 Требования участников ВХК и потери воды

Требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2–Требования участников ВХК и потери воды

$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Фильтрация	0,1	0,1	0,1	0,6	2,5	2,6	4,6	1,5	3,4	1,1	0,5	0,2
Испарение	0,0	0,0	0,1	0,3	1,5	1,4	0,8	0,6	0,6	0,3	0,2	0,1
Льдообразование	0,7	0,7	0,6	1,6	-0,8	-1,5	-2,7	-1,7	-0,8	2,0	1,1	0,8
Шлюзование	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

1.6 Данные по энергосистеме

Суточные графики нагрузки Хакасского РДУ ($P_{\text{max}} = 3860 \text{ МВт}$) района проектирования ГЭС. (зимний, летний) представлены на рисунке 1.1.

Суточные графики нагрузки на зимний и летний период представлен на рисунке 1.1.

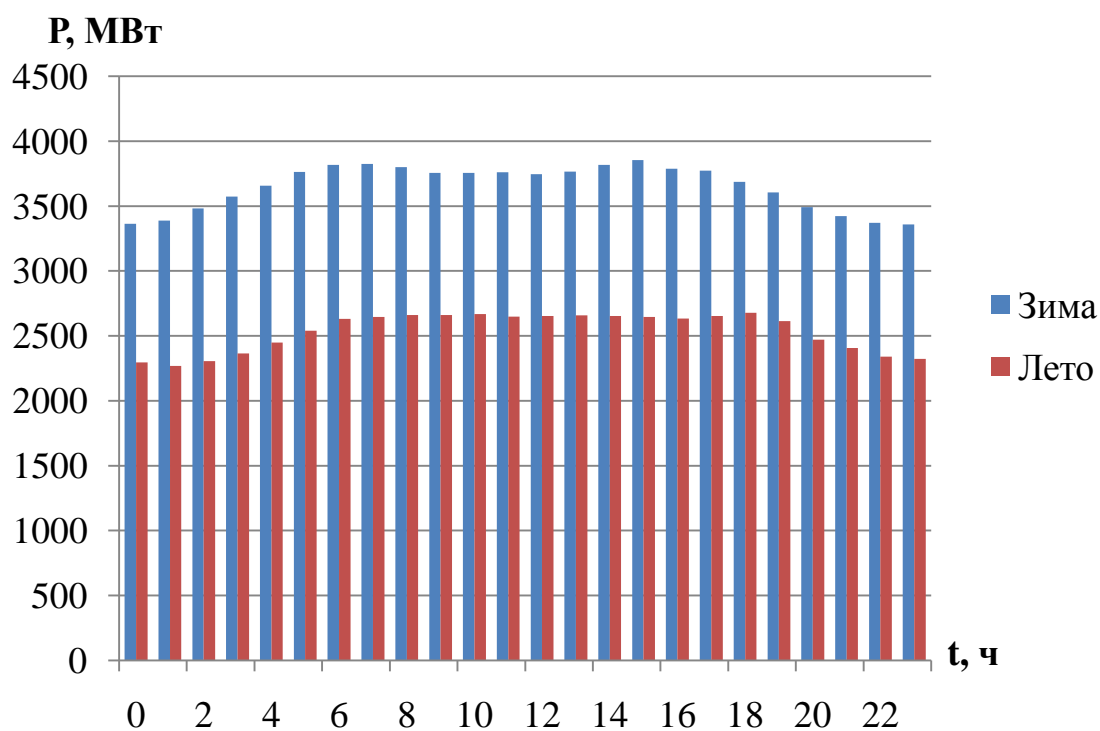


Рисунок 1.1– Суточные графики нагрузки (зима, лето)

Существующие ГЭС представлены в таблице 1.3.

Таблица 1.3– Существующие ГЭС

Название ГЭС	Эгод, млн кВт·ч	Нуст, МВт
СШГЭС(20%)	4700	1280
Майнская ГЭС(35%)	535	112

Исходные данные энергосистемы:

Аварийный резерв - 8%;

Нагрузочный резерв - 2%;

Коэффициент мощности $K_m = 8,8$;

Потери напора в водоподводящих сооружениях $\Delta h = 0,3$ м.

2 Водно-энергетические расчеты и выбор установленной мощности

2.1 Определение расходов маловодного и средневодного года в заданном створе.

По таблице 2.1 среднегодовых, среднеполоводных и средне меженных расходов, находим обеспеченности для данных расходов.

Таблица 2.1 – Средний годовой, половодный и меженный расходы

P,%	Qср. год	Годы	Q пол	годы	Q меж.	годы
2	101	1939	174	1939	28	1939
4	95	1962	166	1962	27	1981
6	90	1949	155	1949	26	1972
8	86	1972	147	1953	25	1949
10	84	1953	146	1972	25	1938
12	80	1967	139	1942	24	1962
14	78	1942	139	1967	22	1933
16	75	1938	132	1956	22	1947
18	73	1937	129	1937	22	1968
20	73	1956	127	1934	21	1953
22	72	1934	125	1938	21	1961
24	72	1974	123	1974	21	1974
25	70	1981	116	1961	20	1967
27	68	1933	115	1933	20	1932
29	68	1961	114	1971	20	1980
31	67	1971	114	1981	20	1971
33	66	1975	113	1975	20	1975
35	66	1947	111	1952	19	1978
37	65	1968	110	1978	19	1970
39	65	1978	110	1947	19	1945
41	63	1970	110	1936	19	1966
43	63	1976	109	1968	18	1963
45	63	1952	109	1976	18	1937
47	62	1969	109	1960	18	1976
49	62	1936	109	1969	18	1941
51	62	1940	108	1951	18	1934
53	62	1945	108	1970	17	1942
55	62	1960	107	1940	17	1943
57	61	1932	106	1950	17	1977
59	61	1951	105	1955	17	1940
61	61	1950	105	1945	16	1948
63	60	1943	104	1943	16	1950
65	60	1963	103	1963	16	1965
67	60	1941	103	1932	15	1935

Продолжение таблицы 2.1

P, %	Q ср. год	Годы	Q пол	годы	Q меж.	годы
69	60	1955	102	1957	15	1969
71	59	1948	102	1959	15	1964
73	59	1980	102	1941	15	1946
75	58	1957	101	1948	15	1952
76	58	1935	101	1973	15	1955
78	58	1959	100	1935	15	1960
80	58	1973	99	1954	15	1957
82	56	1964	98	1980	14	1956
84	56	1966	97	1964	14	1951
86	56	1954	93	1966	14	1973
88	52	1977	90	1979	14	1936
90	52	1979	87	1977	14	1979
92	48	1944	82	1944	14	1959
94	45	1946	74	1946	14	1944
96	42	1965	68	1965	13	1958
98	40	1958	66	1958	12	1954

Выбор расчетного средневодного года (P=50%)

Найдем коэффициенты приведения:

По половодью для 1936 года:

$$K_{\text{п}} = \frac{Q_{1969}}{Q_{1936}} = \frac{109}{110} = 0,99. \quad (2.1)$$

По межени для 1936 года:

$$K_{\text{м}} = \frac{Q_{1941}}{Q_{1936}} = \frac{18}{14} = 1,3. \quad (2.2)$$

Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью для 1940

г.

По половодью для 1940 года:

$$K_{\text{п}} = \frac{Q_{1951}}{Q_{1940}} = \frac{108}{107} = 1,01. \quad (2.3)$$

По межени для 1940 года:

$$K_{\text{м}} = \frac{Q_{1934}}{Q_{1940}} = \frac{18}{17} = 1,06. \quad (2.4)$$

За средневодный год принимаю 1940 год, поскольку среднее значение коэффициентов ближе к единице, чем у 1936 год. Далее следует уточнить годовой сток, умножив среднемесячные расходы на вычисленные нами выше коэффициенты. В таблице 2.2 приведены исходные значения расходов с приведением.

Таблица 2.2 – Расчетный средневодный 1940 год (P=50%)

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IV	X	XI	XII
$Q_i^{50\%}, \text{м}^3/\text{с}$	7	5	5	40	178	133	120	78	71	62	31	11
$Q_i^{\text{пр}50\%} \text{м}^3/\text{с}$	8	6	5	43	191	142	128	83	76	67	33	12

Выбор расчетного маловодного года (P=90%)

Коэффициенты приведения по межени и половодью:

По межени:

$$K_{\text{м}} = \frac{Q_{1977}}{Q_{1979}} = \frac{87}{90} = 0,96. \quad (2.5)$$

По половодью:

$$K_{\text{п}} = \frac{Q_{1979}}{Q_{1979}} = \frac{14}{14} = 1. \quad (2.6)$$

Далее уточняю годовой сток, умножив среднемесячные расходы на вычисленные нами выше коэффициенты. В таблице 2.3 приведены исходные значения расходов с приведением.

Таблица 2.3 – Расчетный маловодный 1979 год (P=90%)

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IV	X	XI	XII
$Q_i^{50\%}, \text{м}^3/\text{с}$	5	7	5	27	156	143	82	67	58	54	31	11
$Q_i^{\text{пр}50\%} \text{м}^3/\text{с}$	4	6	5	25	144	132	76	61	53	50	29	10

2.2 Годовой график нагрузки

Максимальный график нагрузки носит синусоидальный характер. В таблице 2.4 приведены данные для построения годового графика нагрузки.

Таблица 2.4 – Максимальные и средние мощности.

Месяц	P_t^{max} ,	P_t^{cp} , МВт
1	3860	3662
2	3575	3377
3	3380	3183

4	3176	2974
5	2932	2730

Продолжение таблицы 2.4

Месяц	P_t^{max} ,	P_t^{cp} , МВт
6	2693	2497
7	2693	2497
8	2931	2730
9	3176	2974
10	3380	3183
11	3575	3377
12	3860	3662

По данным таблицы 2.4 строим годовой график нагрузки (рисунок 2.1):

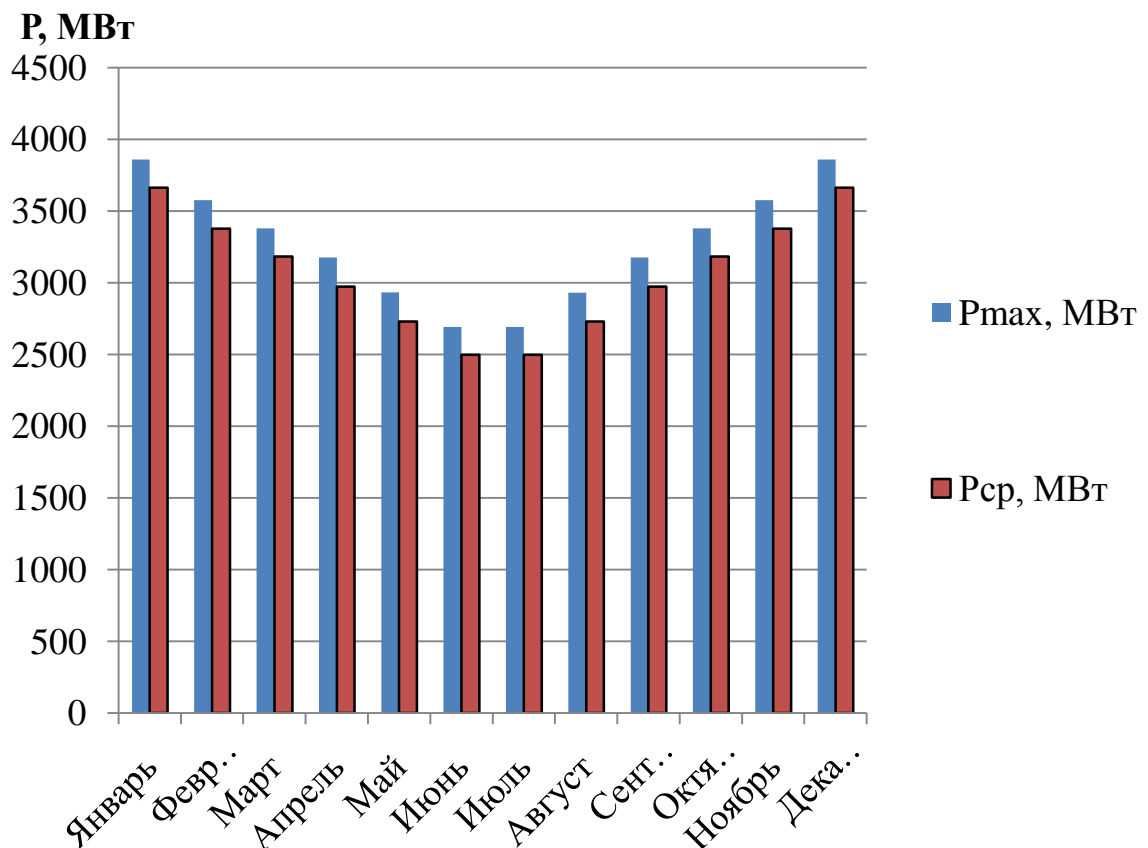


Рисунок 2.1—Максимальный и среднегодовой нагрузки

2.3 Расчет режимов работы ГЭС с учетом требований ВХК.

В Приложении А приведены расчёты режимов по водотоку и по санитарному пуску.

$$\sum N_{\text{быт}} = 159 \text{ МВт.}$$

$$\sum N_{\text{вхк}} = 129 \text{ МВт.}$$

2.4 Баланс энергии

Следующим этапом рассчитанные 2 режима работы проектируемой ГЭС вписываются в годовой график среднемесячных нагрузок энергосистемы с уже вписанными на нём существующими ГЭС. В качестве существующей ГЭС возьмем 20% от мощности СШГЭС и 35% от мощности Майнской ГЭС. Покрытие годового графика среднемесячных нагрузок энергосистемы представлено на рисунке 2.3. В таблице 2.5 приведены среднемесячные мощности существующей ГЭС.

Таблица 2.5 – Среднемесячные мощности существующей ГЭС

Сущест. ГЭС	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$\sum \text{Э, млн кВт}\cdot\text{ч}$	17	16	15	14	12	11	11	12	14	15	16	17
$N, \text{ МВт}$	717	687	628	568	508	478	478	508	568	628	687	717

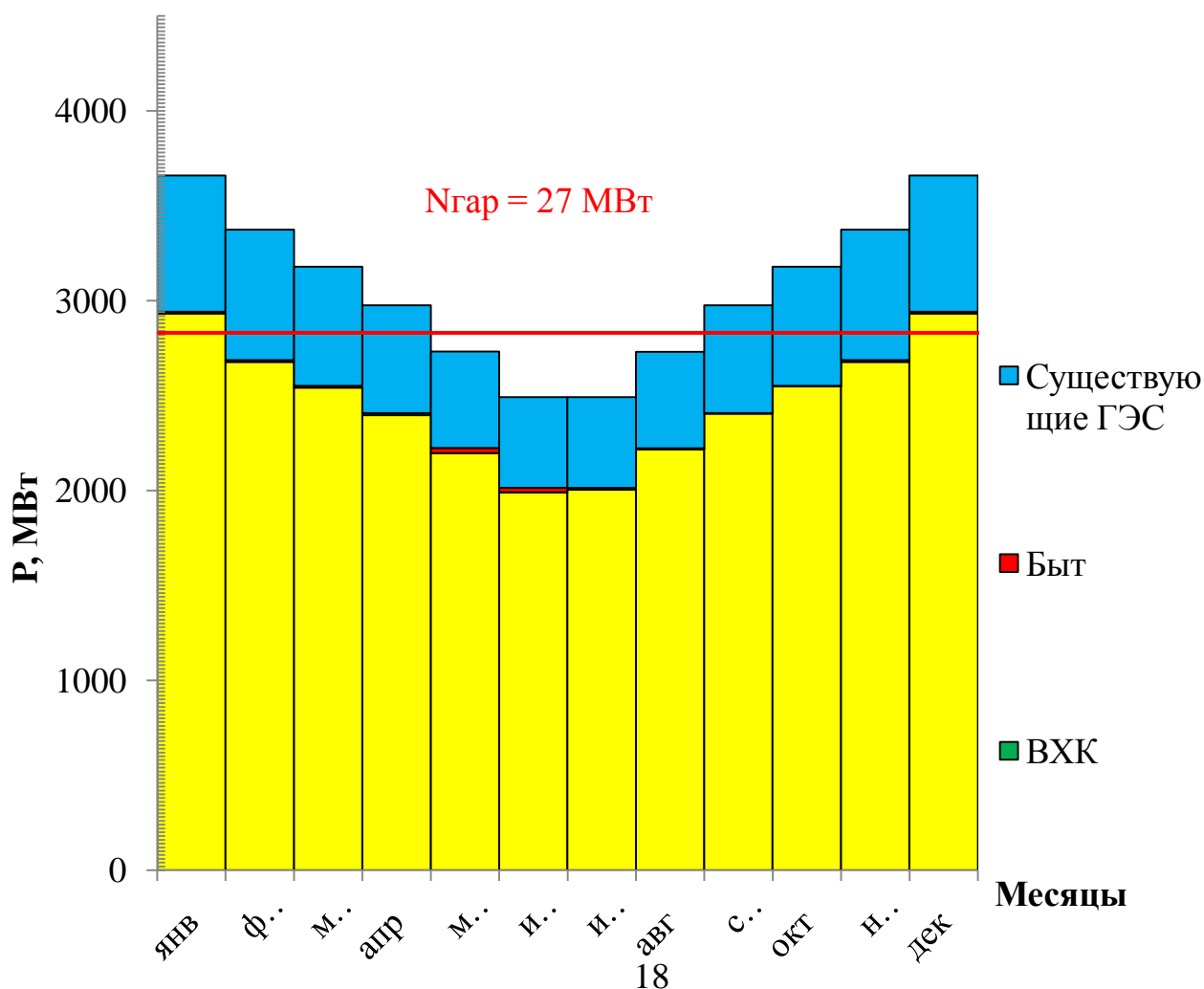


Рисунок 2.3 – Баланс энергии

2.5 Водно-энергетический расчет на сработку- наполнение водохранилища (90%).

В Приложениях Б представлены расчёты по сработке и наполнению водохранилища.

В ходе первого водно-энергетического расчета водохранилище переполняется, следовательно необходимо опустить линию гарантированной мощности для того чтобы увеличить гарантированную мощность. Увеличиваем гарантированную мощность в январе и декабре до 27 МВт. На рисунке 2.4 представлен график сработки и наполнения водохранилища.

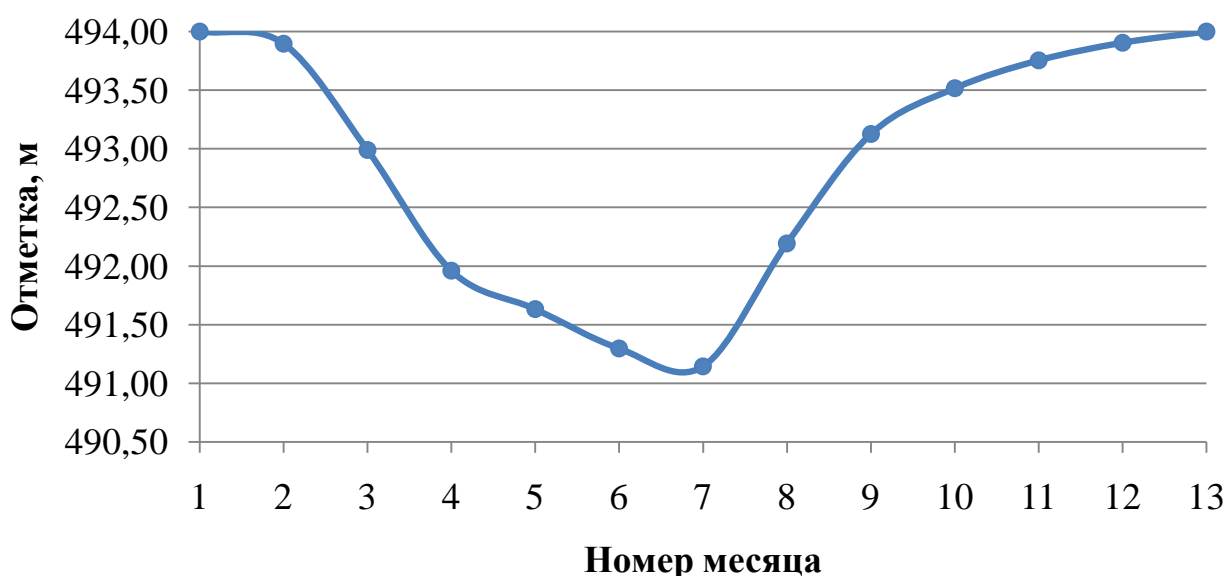


Рисунок 2.4 – График сработки и наполнения водохранилища

2.6 Определение установленной мощности ГЭС

Установленную мощность ГЭС представляем в виде суммы:

$$N_{уст} = N_{раб} + N_{нагр.рез} = 31 + 2 = 33 \text{ МВт.} \quad (2.7)$$

2.7 Баланс мощности

Сделаем все необходимые расчёты для проектируемой ГЭС, существующих ГЭС, а так же ТЭС и сведём их в таблицу 2.6.

Таблица 2.6 – Данные для определения рабочих мощностей.

Месяц	ЭС	Пр.ГЭС	Сущ.ГЭС	ТЭС
-------	----	--------	---------	-----

	P_{tmax}	$P_{нагр.рез}$	$N_{раб}$	$N_{нагр}$	$N_{рем}$	$N_{раб}$	$N_{нагр}$	$N_{раб}$	$N_{ав}$	$N_{рем}$
I	3860	130	31	4		915	126	2914	386	

Продолжение таблицы 2.6

Месяц	ЭС		Пр.ГЭС			Сущ.ГЭС		ТЭС		
	P_{tmax}	$P_{нагр.рез}$	$N_{раб}$	$N_{нагр}$	$N_{рем}$	$N_{раб}$	$N_{нагр}$	$N_{раб}$	$N_{ав}$	$N_{рем}$
II	3575	120	13	2		847	118	2715	358	
III	3380	120	13	2		810	118	2557	338	
IV	3176	110	13	2		725	108	2438	318	
V	2932	100	12	2		650	98	2271	293	7
VI	2693	90	13	2		610	88	2070	269	280
VII	2693	90	12	2		610	88	2071	269	280
VIII	2931	100	13	2		650	98	2269	293	7
IX	3176	110	13	2		725	108	2438	318	
X	3380	120	13	2	5,1	810	118	2557	338	
XI	3575	120	14	2		847	118	2714	358	
XII	3860	130	31	4		915	126	2914	386	

График баланса мощности представлен на главном плакате.

2.8 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС в среднем по водности году (50%)

Водно-энергетический расчет для средневодного года выполняется аналогично маловодному. Результаты расчета представлены в приложении В для первого и второго режима соответственно.

Среднегодовая выработка по первому варианту расчета равна: $\sum \mathcal{E} = 133,3$ млн кВт·ч, а по второму: $\sum \mathcal{E} = 133,5$ млн кВт·ч. Таким образом, из двух вариантов принимаем наибольшую выработку и объявляем её среднегодовой. $\mathcal{E}_{ср.многолет} = 133,5$ млн кВт·ч. График сработки-наполнения водохранилища представлен на рисунке 2.5

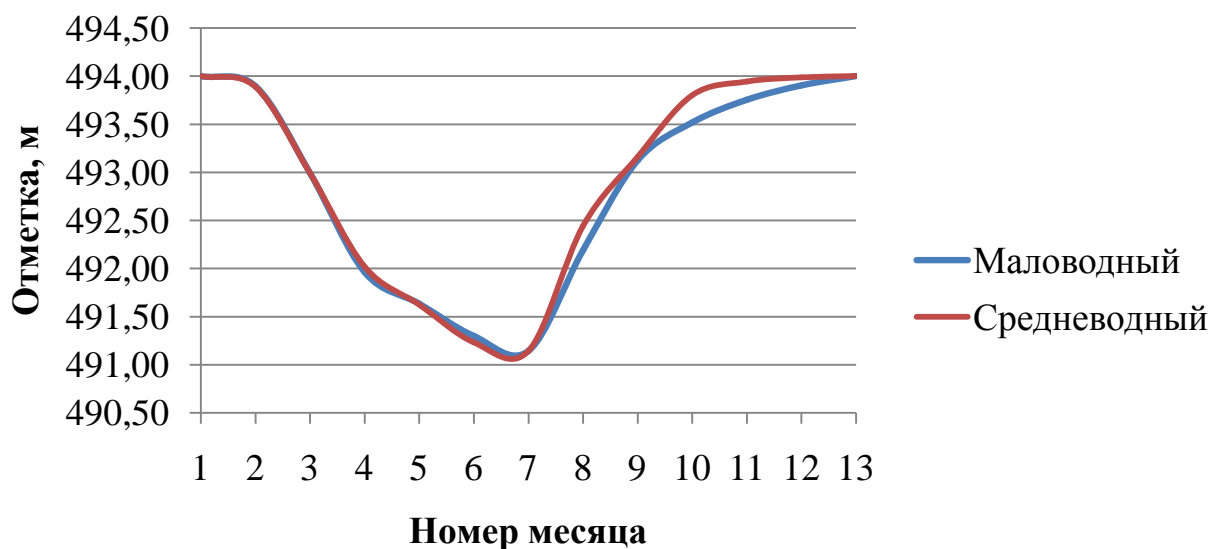


Рисунок 2.5 – График сработки – наполнения водохранилища
3 Выбор оборудования

3.1 Режимное поле

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

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

Таблица 3.1 – Результаты расчета режимного поля Верхне-абаканской ГЭС

Кривые связи нб для летних и зимних условий			Напорные характеристики			Линия огр. по расч. Н уст		Линия огр. по проп. способн. ГЭС		Линия огр. по Q сан.попуск	
$Q_{нб}$	$z_{нб,лет}$	$z_{нб,зима}$	$H_{нпу}$	$H_{умо}$	$H_{звб1}$	H	Q	H	Q	H	Q
0	463	463	30,7	27,8	29,2	32	117	28	136	32	20
50	463,5	463,7	30,0	27,2	28,5	31,5	119	27,8	135	0	20
100	464,0	464,2	29,5	26,6	28,0	30	125	27,5	135		
200	464,7	465,1	28,6	25,8	27,1	29,5	127	26,8	133		
300	465,4	465,9	27,8	25,0	26,3	29	129	26,5	132		
400	466,0	466,6	27,1	24,2	25,6	28,5	132	26	131		

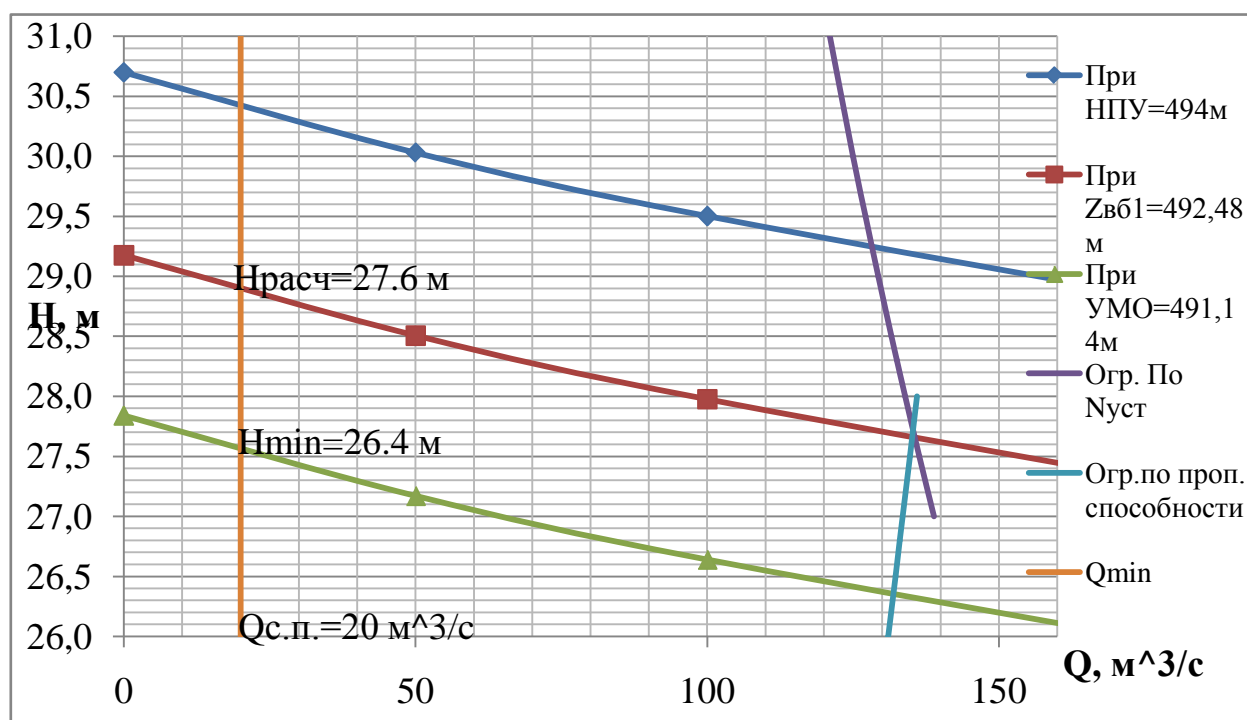


Рисунок 3.1 – Режимное поле

Из построенного режимного поля определяем:

- максимальный напор $H_{max} = 29,3$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу $Q_{с.п.} = 20$ м³/с.;

- расчётный напор $H_{расч} = 27,6$ м. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчётной установленной мощности с линией расчётного напора;

- минимальный напор $H_{min} = 26,4$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС.

3.2 Выбор системы и количества гидротурбин

Выбор системы и типа турбины производится по максимальному напору, так чтобы значение $H_{max} = 29,3$ м было близко к предельному напору $H_{пред}$ выбранного типа, но не превышало его, т.е. $H_{max} \leq H_{пред}$, а отношение $\frac{H_{min}}{H_{max}} = \frac{26,4}{30} = 0,88$ должно быть не меньше справочных данных.

Для данного максимального напора выбираем следующие реактивные гидротурбины:

- поворотно-лопастная ПЛ30а-В;
- поворотно-лопастная ПЛ30б-В;

Составим таблицу параметров моделей данных гидротурбин (таблица 3.2):

Таблица 3.2 – Параметры выбранных типов модельных гидротурбин

Параметр		ПЛ30а-В	ПЛ30б-В
Максимальный напор гидротурбин	$H_{пред}, \text{ м}$	30	30
Диапазон регулирования	H_{min} / H_{max}	0,5	0,5
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{1 opt}, \text{ об/м}$	126	130
Оптимальный КПД модели	$\eta_{м opt}$	0,912	0,911
Приведенный оптимальный расход	$Q_{1 opt}, \text{ л/с}$	885	1270
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D_{1 m}, \text{ м}$	0,460	0,460
Напор модельной турбины	$H_{мод}, \text{ м}$	4	8
Температура	$t_{мод}, \text{ }^\circ\text{C}$	5	21

На главных универсальных характеристиках турбин намечаем расчетные точки P1, предварительно проведя линию через оптимум КПД.

$$Q'_{(p1)} = 1,770 \frac{m^3}{c}, \eta'_{(p1)} = 0,886 - \text{для ПЛ30а-В,}$$

$$Q'_{(p1)} = 1,810 \frac{m^3}{c}, \eta'_{(p1)} = 0,889 - \text{для ПЛ30б-В.}$$

Для выбора оптимального рабочего колеса необходимо выполнить основные расчёты для ряда стандартных диаметров. Результаты расчётов представлены в таблицах 3.3, 3.4 для ПЛ30а-В и ПЛ30б-В, соответственно.

КПД натурной турбины η_T определим по формуле:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta'_{(p1)}) \cdot \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[10]{\left(\frac{D_{1M}}{D_1}\right)^2 \cdot \frac{H_M}{H_p} \cdot \left(\frac{v_H}{v_M}\right)^2} \right) = 1 -$$

$$(1 - 0,886) \cdot \left((1 - 0,75) + 0,75 \cdot \sqrt[10]{\left(\frac{0,46}{3,15}\right)^2 \cdot \frac{4}{27,6} \cdot \left(\frac{1,51}{1,01}\right)^2} \right) = 0,922.$$

(3.1)

где $\eta_{(p1)}, D_{1M}, H_M$ – КПД, диаметр и напор модельной турбины ;
 η_M – КПД модельной турбины;
 D_{1M} – диаметр модельной турбины;
 H_M – КПД, диаметр и напор модельной турбины;
 D_1 – диаметр натурной турбины;
 H_p^N – расчетный напор натурной турбины;
 v_M – коэффициент кинематической вязкости воды для модельной турбины, зависящий от температуры воды для модельных условий (t_M);
 v_H – коэффициент кинематической вязкости воды для натурной турбины, зависящий от температуры воды для натуральных условий (t_H);
 ε – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям ($\varepsilon = 0,75$).

Мощность агрегата в расчетной точке, которая далее пересчитывается после уточнения числа агрегатов:

$$N'_a = 9,81 \cdot Q'_{Ip} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_{\Gamma}^{cp} = 9,81 \cdot 1,77 \cdot 3,15^2 \cdot 27,6^{1,5} \cdot 0,922 \cdot 0,97 = 22134 \text{ кВт, (3.2)}$$

где Q'_{Ip} – приведенный расход в расчетной точке;

D_1 – диаметр и расчетный напор натурной турбины;
 H_P – расчетный напор натурной турбины;
 η_T – КПД натурной гидротурбины;
 η_G^{cp} – средний КПД генератора (предварительно принят 0,97).

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов находим по формуле:

$$z_a' = \frac{N_{уст}^{прГЭС}}{N'_a} = \frac{33000}{22134} = 1,49. \quad (3.3)$$

где $N_{уст}^{прГЭС}$ – расчетная установленная мощность станции, измеряемая в киловаттах,
 N'_a - Мощность агрегата в расчетной точке.

Как правило, число агрегатов получается дробное, что требует округления его в большую сторону. Согласно стандарту, округляемое число должно быть кратно 2 или 3. Благодаря этому условию соблюдается симметрия схемы электрических соединений станции. Принимается $z_a = 2$ и $N_a = 16500$ кВт.

Поправка на приведенную частоту вращения:

$$\Delta = \frac{\eta_T}{\eta_M} = \frac{0,922}{0,886} = 1,04. \quad (3.4)$$

где η_T – КПД натурной гидротурбины;
 η_M – КПД модельной турбины.

Синхронная частота вращения турбины:

$$n_c^* = \frac{n'_{I_p} \cdot \sqrt{H_P \cdot \Delta}}{D_1} = \frac{126 \cdot \sqrt{27,6 \cdot 1,04}}{3,15} = 214,37. \quad (3.5)$$

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

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

По полученной синхронной частоте вращения необходимо принять ближайшее большее стандартное значение. Принимается $n_c = 214,3$.

Значения приведенных частот вращения для напоров H_{max}, H_p^N, H_{min} , необходимы для нанесения линий приведенной частоты на ГУХ. Рассчитываются по следующим формулам:

$$n'_{I_{max}} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{min} \cdot \Delta}} = \frac{214,3 \cdot 3,15}{\sqrt{26,4 \cdot 1,04}} = 128,7. \quad (3.6)$$

$$n'_{I_p} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_p \cdot \Delta}} = \frac{214,3 \cdot 3,15}{\sqrt{27,6 \cdot 1,04}} = 125,95. \quad (3.7)$$

$$n'_{I_{min}} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{max} \cdot \Delta}} = \frac{214,3 \cdot 3,15}{\sqrt{29,3 \cdot 1,04}} = 122,25. \quad (3.8)$$

Рассчитаем произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \Delta^{1,5}} = \frac{16500}{9,81 \cdot 3,15^2 \cdot 27,6^{1,5} \cdot 1,04^{1,5}} = 1,218. \quad (3.9)$$

Приведенный расход определяем по формуле:

$$Q'_{H_{max}} = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H_{max} \cdot \Delta}} = \frac{20}{3,15^2 \cdot \sqrt{29,3 \cdot 1,04}} = 0,37. \quad (3.10)$$

$$Q'_{H_{min}} = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H_{min} \cdot \Delta}} = \frac{20}{3,15^2 \cdot \sqrt{26,4 \cdot 1,04}} = 0,38. \quad (3.11)$$

где Q_{min} – минимальный расход ГЭС.

Таблица 3.3 - Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D1 гидротурбины ПЛ30а-В.

D1, м	2,36	2,5	2,65	2,8	3	3,15
$\eta_T, \%$	0,919	0,920	0,920	0,921	0,922	0,922
$N'_{agr}, \text{кВт}$	12424,06	13941,83	15665,03	17488,63	20076,23	22134,04
$Z'_a, \text{шт}$	2,656136	2,366978	2,106602	1,886941	1,643735	1,490916
$Z_a, \text{шт}$	3	3	2	2	2	2
$N_{agr}, \text{кВт}$	11000	11000	16500	16500	16500	16500
$\Delta 1$	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
n'_c	285,684	269,773	254,586	241,021	225,038	214,378
n_c	300	300	250	250	230,8	214,3

Продолжение таблицы 3.

$n' H_{\min}$	128,42	135,99	120,09	126,85	125,42	122,25
$n' H_{\text{расч}}$	132,31	140,12	123,73	130,69	129,3	125,95
$n' H_{\max}$	135,29	143,27	126,51	133,63	132,13	128,79
$Q'1 \cdot \eta_T$ при $H_{\text{расч}}$	1,446	1,288	1,720	1,541	1,342	1,217
$Q'1 \cdot \eta_T$ при H_{\max}	1,322	1,178	1,573	1,409	1,227	1,113
$Q_{\min} H_{\min}$	0,651	0,580	0,516	0,462	0,402	0,365
$Q_{\max} H_{\max}$	0,686	0,611	0,543	0,487	0,424	0,384

Таблица 3.4 - Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D1 гидротурбины ПЛ30б-В.

D1, м	2,36	2,5	2,65	2,8	3	3,15
$\eta_T, \%$	0,925	0,925	0,926	0,927	0,927	0,928
$N'_{\text{арр}}, \text{кВт}$	12818,28	14384,2	16162,09	18043,54	20713,25	22836,36
$Z'_{\text{а}}, \text{шт}$	2,574448	2,294183	2,041815	1,828909	1,593183	1,44504
$Z_{\text{а}}, \text{шт}$	3	3	2	2	2	2
$N_{\text{арр}}, \text{кВт}$	11000	11000	16500	16500	16500	16500
Δl	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
n'_c	295,264	278,810	263,105	249,077	232,550	221,527
n_c	300	300	250	250	230,8	214,3
$n' H_{\min}$	128,20	135,76	119,89	126,64	125,22	122,06
$n' H_{\text{расч}}$	132,09	139,88	123,53	130,48	129,02	125,76
$n' H_{\max}$	135,05	143,02	126,30	133,41	131,92	128,59
$Q'1 \cdot \eta_T$ при $H_{\text{расч}}$	1,446	1,288	1,720	1,541	1,342	1,217
$Q'1 \cdot \eta_T$ при H_{\max}	1,322	1,178	1,573	1,409	1,227	1,113
$Q_{\min} H_{\min}$	0,650	0,579	0,515	0,461	0,401	0,364
$Q_{\max} H_{\max}$	0,685	0,610	0,543	0,486	0,423	0,384

Рассматривая данные турбины с различными диаметрами, делаем вывод, что для дальнейшего рассмотрения подходит турбина ПЛ30а-В-315, так как к турбинам остальных диаметров невозможно подобрать серийный гидрогенератор, кроме турбины ПЛ30б-В-315, у которой зона работы на главной универсальной характеристике располагается ниже точки оптимума (Приложение Г).

3.3 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины.

Исходя из условия бескавитационной работы гидротурбины, необходимо определить допустимое заглубление рабочего колеса.

Расчетное значение высоты отсасывания определяется наиболее неблагоприятным с точки зрения кавитации режимом работы гидротурбинного оборудования. Расчет производим по формуле:

$$\nabla Z_{p.k.} = Z_{н.б.}(Q_{н.б.}) + H_s, \quad (3.12)$$

где $Z_{н.б.}(Q_{н.б.})$ – отметка уровня воды в НБ при $Q_{н.б.}$, соответствующим расчётному значению высоты отсасывания H_s .

Высота отсасывания рассчитывается для трех наиболее опасных с точки зрения кавитации случаев, требующих наибольшего заглубления рабочего колеса:

1. Работа одного агрегата с расчётной мощностью при максимальном напоре;
2. Работа одного агрегата с расчётной мощностью расчётном напоре;
3. Работа одного агрегата при минимальном напоре и соответствующей ему мощности на линии ограничения.

Высота отсасывания определяется по формуле (расчёт в примере приведён для H_{S1}):

$$H_{S1} = H_{атм} - \frac{\nabla}{900} - \sigma \cdot H - 1,5 + Z_{х.пл.} = 10,33 - \frac{463,74}{900} - 0,46 \cdot 29,3 - 1,5 = -5,16\text{м}, \quad (3.13)$$

$$H_{S2} = H_{атм} - \frac{\nabla}{900} - \sigma \cdot H - 1,5 + Z_{х.пл.} = 10,33 - \frac{463,74}{900} - 0,465 \cdot 27,6 - 1,5 = -4,52\text{м}, \quad (3.14)$$

$$H_{S3} = H_{атм} - \frac{\nabla}{900} - \sigma \cdot H - 1,5 + Z_{х.пл.} = 10,33 - \frac{463,7}{900} - 0,425 \cdot 26,4 - 1,5 = -2,9\text{м}, \quad (3.15)$$

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

∇ – отметка НБ при данном расходе;

1,5- конструктивный запас;

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

$Z_{х.пл.}$ – разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин, которая для ПЛ равна 0.

Расчёты представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Результаты расчета высоты отсасывания гидротурбины

Тип турбины	D1,м	Za,шт	nc,об/мин	Na,МВт	Hs1,м	Hs2,м	Hs3,м
ПЛ30а-В	3,15	2	214,3	16500	-5,16	-4,52	-2,9

Проанализировав полученные результаты, окончательно принимаем к установке гидротурбину ПЛ30а-В-315, так как её высота отсасывания соответствует допустимой.

Теперь определим отметку расположения рабочего колеса, которая будет рассчитывается для самого неблагоприятного случая, то есть $H_s = -5,16$ м. Для этого случая $Z_{НБ} = 463,74$ м. Тогда заглубление по формуле (3.12):

$$\forall Z_{p.k.} = 463,74 + (-5,16) = -458,58 \text{ м.}$$

Такая отметка расположения рабочего колеса позволит обеспечивать безкавитационную работу гидротурбины во всех расчётных режимах.

3.4 Выбор типа серийного гидрогенератора.

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

По справочным данным был выбран гидрогенератор: ВГС 525/99-28. Данные генератора представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Номинальные данные гидрогенератора ВГС 525/99-28

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{ном}$	МВА	18,75
Номинальная активная мощность	$P_{ном}$	МВт	15
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$	о.е.	0,8
Номинальное напряжение	$U_{ном}$	кВ	10,5
Номинальная частота вращения	$n_{ном}$	об/мин	214,3

Продолжение таблицы 3.6

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Сопротивление обмотки статора	X_d	о.е.	1,4
Переходное сопротивление	X'_d	о.е.	0,38
Сверхпереходное сопротивление	X''_d	о.е.	0,27
Наружный диаметр сердечника статора	D_c	мм	6500
Исполнение	подвесной		

3.5 Расчет спиральной камеры

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

В основу гидромеханического расчёта спиральной камеры заложены три условия, которым должен подчиняться поток протекающей в ней жидкости:

1. Равномерное распределение расхода по окружности направляющего аппарата. Это условие обеспечивается, если в любом радиальном сечении будут одинаковы радиальные составляющие скорости v_r .

2. Одинаковая закрутка потока (постоянство момента скорости) перед направляющим аппаратом, т.е. $v_u r = \text{const}$, где v_u – окружная составляющая скорости в любой точке потока; r – радиус расположения точки.

3. Размеры радиальных сечений спиральной камеры должны быть такими, чтобы средние скорости потока в них не превосходили предельных значений, определяемых уровнем допустимых потерь.

По ГУХ для ПЛ30а-В-315 выбирается высота направляющего аппарата:

$$b_0 = 0,4 \cdot D_1 = 0,4 \cdot 3,15 = 1,26 \text{ м, угол обхвата: } \varphi = 210^\circ.$$

Основные размеры статора для $D_1 = 3,15$ м:

$$D_a = 4,92 \text{ м;}$$

$$D_b = 4,3 \text{ м;}$$

Скорость во входном сечении спиральной камеры снята с графика допустимых скоростей во входном сечении для бетонных спиральных камер.

$$v_{cp} = f(H_p), \text{ откуда } v_{cp} = 4,5 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

Расход расчетный:

$$Q_p = \frac{N_p}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_T} = \frac{16500}{9,81 \cdot 27,6 \cdot 0,912} = 66,8 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \quad (3.16)$$

Расход через входное сечение:

$$\begin{aligned} Q_{\text{вх}} &= Q_p \cdot \frac{\varphi}{360^0} = \frac{66,8 \cdot 210}{360} \\ &= 39 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \end{aligned} \quad (3.17)$$

Площадь входного сечения спиральной камеры:

$$F_{\text{вх}} = \frac{Q_{\text{вх}}}{v_{\text{ср}}} = \frac{78}{4,5} = 17,3 \text{ м}^2 \quad (3.18)$$

Расстояние от оси турбины до центра входного сечения:

$$a_{\text{вх}} = 3,18 \text{ м.}$$

Наружный радиус входного сечения:

$$R_{\text{вх}} = 1,789 \cdot D_1 = 1,789 \cdot 3,15 = 5,64 \text{ м.} \quad (3.19)$$

Гидромеханический расчет сечений представлен в приложении Д.

По данным таблицы Д.1 строим график зависимости $\varphi_i = f(r_i)$ (Рисунок 3.2).

На основе данных таблицы Д.1, а также построенного графика выполняем теоретический чертеж спиральной камеры (Приложение Е).

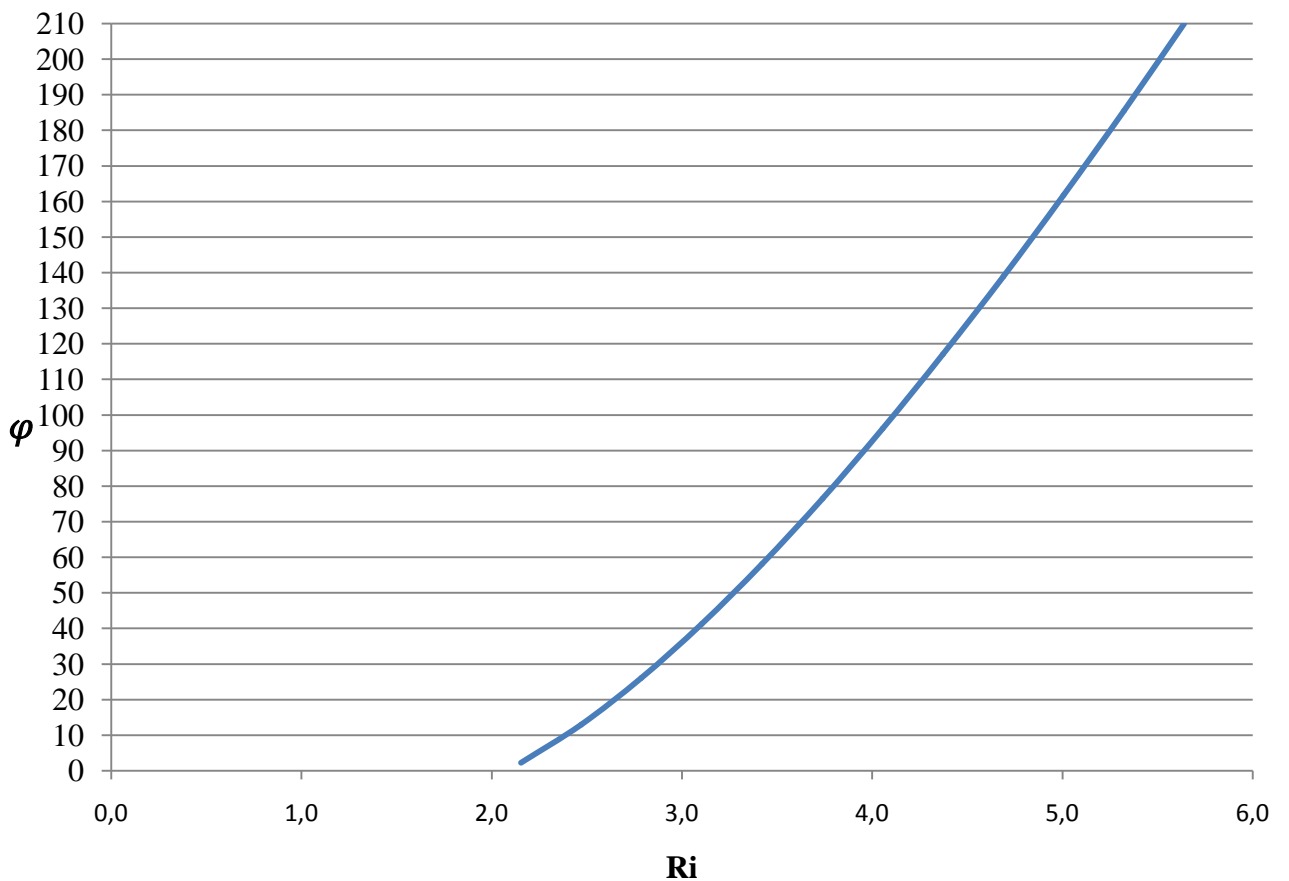


Рисунок 3.2 – Изменение наружного диаметра спиральной камеры $R=f(\varphi)$

3.6 Расчёт деталей и узлов гидротурбины

Расчет вала на прочность

Для построения чертежа гидроагрегата необходимо знать размеры вала, также необходимо произвести его расчёт на прочность. Вал гидроагрегата предназначен для передачи крутящего момента от рабочего колеса к ротору генератора. Расчет вала на прочность производится с учетом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий.

Предварительный расчет наружного диаметра вала:

$$D_{\text{в}}^* \geq \left(\frac{5.1 \cdot M_{\text{кр}}}{\tau_{\text{доп}}} \right)^{0,33}, \quad (3.20)$$

где $\tau_{\text{доп}} = 30 \div 35$ МПа.
 $M_{\text{кр}}$ -крутящий момент.

Принимается $\tau_{\text{доп}} = 33$ МПа, а крутящий момент $M_{\text{кр}}$ определяется по формуле 3.21:

$$M_{\text{кр}} = \frac{0,00974 \cdot N}{n_{\text{синх}}} = \frac{0,00974 \cdot 16500}{214,3} = 0,75 \text{ кН} \cdot \text{м} \quad (3.21)$$

Диаметр вала находится по формуле 3.22:

$$D_{\text{в}}^* \geq \left(\frac{5,1 \cdot 0,75}{33} \right)^{0,33} = 0,49 \text{ м.} \quad (3.22)$$

Окончательно диаметр вала принят стандартным и равным 0,5 метрам.

Расчет подшипника

Направляющий подшипник турбины предназначен для восприятия радиальных нагрузок.

Расчет подшипника сводится к определению его размера и проверке по критерию работоспособности.

Радиальная сила на рабочем колесе определяется по эмпирической зависимости (кН):

$$R_{\text{рад}} = \frac{0,8 \cdot N}{n_c \cdot D_1} = \frac{0,8 \cdot 16500}{214,3 \cdot 3,15} = 19,58 \text{ кН.} \quad (3.23)$$

Диаметр вала под подшипником $d_{\text{п}}$, с учетом облицовки, обычно принимается на 15-20 мм больше $D_{\text{в}}$:

$$d_{\text{п}} = D_{\text{в}} + 0,02 = 0,5 + 0,02 = 0,52 \text{ м.} \quad (3.24)$$

Из справочных данных, в соответствии с $D_{\text{в}} Z_{\text{сегм}} = 8$, $h_{\text{п}} = 0,3$ м. Для кольцевого подшипника удельное давление равно:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{d_{\text{п}} \cdot h_{\text{п}}} = \frac{19,58}{0,5 \cdot 0,3} = 125,52 \text{ кПа.} \quad (3.25)$$

Для таких подшипников экспериментально получено, что допускаемое $[p_{\text{уд}}]$:

$$[p_{\text{уд}}] = 29 \cdot U = 29 \cdot 15,02 = 338,24 \text{ кПа.} \quad (3.26)$$

$$U = \frac{\pi \cdot n_{\text{синх}} \cdot d_{\text{П}}}{30} = \frac{3,14 \cdot 214,3 \cdot 0,5}{30} = 11,66 \text{ м/с.} \quad (3.27)$$

Так как: $p_{\text{уд}} < [p_{\text{уд}}] \rightarrow 125,52 < 338,24$ кПа– условие выполнено.

3.7 Выбор вспомогательного оборудования

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

По нанограмме [СП Щавелева, рис. 10.8] определяется тип: МНУ 16/1–40-16-2.

Маслонапорная установка с гидроаккумулятором вместимостью 16 м³, состоящим из 1 сосуда на давление 4 МПа (40 кгс/см²), с маслонасосным агрегатом ГА 8/1 – 40, имеющим сливной бак вместимостью 16 м³ с 2 насосами.

Так как турбина поворотной-лопастной, то выбирается ЭГР для ГА с двумя регулирующими органами. Согласно справочным данным, выбираем электрогидравлический регулятор типа ЭГРК-2И-100-4.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС

В энергосистеме Республики Хакасия присутствуют в основном подстанции 220 кВ, 110 кВ. По карте–схеме размещения линий электропередачи подстанций было определено, что ближайшей является ПС «Абаза» 220 кВ с расстоянием 10 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.

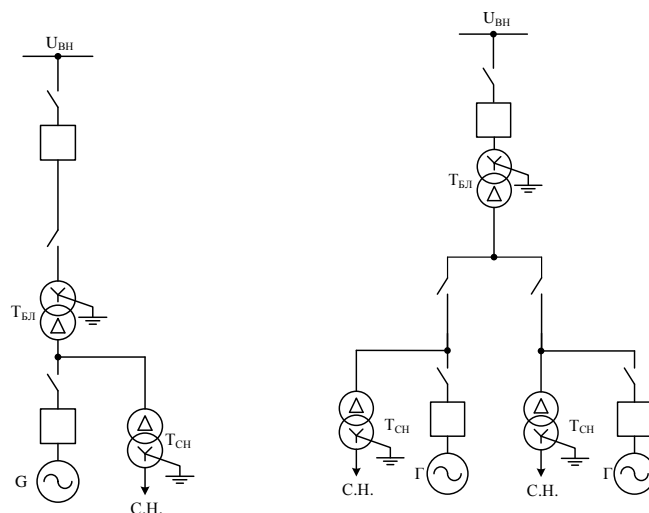


Рисунок 4.1 – Схема с одиночными и укрупненными блоками

Исходя из СТО, мощность энергоблока присоединяемого к РУ 220 кВ, не должна превышать 330 МВт. Так как на станции агрегаты с установленной мощностью 18,75 МВт, применение укрупненных блоков допустимо.

4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

4.2.1 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком

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

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

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\Gamma \text{ ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos\varphi_{\Gamma}} = \frac{15 - 15 \cdot 0,01}{0,8} = 18,6 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.1)$$

где $P_{\Gamma \text{ ном}}$ - активная мощность генератора,

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

По каталогу ООО "Трансинжиниринг" выбираем трансформатор ТДН-25000 / 220. Каталожные данные приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Каталожные данные трансформатора ТДН-25000 / 220.

$S_{\text{ном}}$, МВА	$U_{\text{н}}$, кВ		$U_{\text{к}}$, %	$\Delta P_{\text{к}}$, кВт	$\Delta P_{\text{хх}}$, кВт	$I_{\text{х}}$, %
	$U_{\text{вн}}$	$U_{\text{нн}}$				
25	230	10,5	11,5	120	22	0,2

Потери электрической энергии оцениваются методом времени максимальных потерь, используя значения максимальных нагрузок T_{max} и время максимальных потерь τ .

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2405 \text{ ч/год} \quad (4.2)$$

Время работы блока в течение года:

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

где $\mu = 1$ – частота ремонтов (текущих, средних, капитальных), 1/год;

$T_{\text{пл}} = 30$ – время плановых простоев блока в течение года, ч;

$\omega = 0,025$ – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;

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

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

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{Т}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,22 \cdot 8729 = 192,03 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (4.4)$$

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

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{расч}}{S_{T\text{ ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,12}{1} \cdot \left(\frac{18,6}{25} \right)^2 \cdot 2405 = 159,13 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.5)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для четырех трансформатора:

$$I_{пот(1)} = (0,6 \cdot \Delta W_{xx} + 0,9 \cdot \Delta W_H) \cdot T_{max}, \quad (4.6)$$

$$I_{пот(1)} = (0,6 \cdot 192,02 + 0,9 \cdot 159,13) \cdot 4000 = 1033,718 \text{ тыс. руб./год.}$$

Для 2 блоков:

$$I_{пот} = 2 \cdot 1033,718 = 2067,437 \text{ тыс. руб./год.} \quad (4.7)$$

4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком

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

$$S_{расч} = 2 \cdot \frac{(P_{Г\text{ ном}} - P_{с.н.})}{\cos\varphi_{Г}} = 2 \cdot \frac{(15 - 15 \cdot 0,01)}{0,8} = 37,125 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.8)$$

где $P_{Г\text{ ном}}$ - активная мощность генератора.

$P_{с.н.}$ - активная нагрузка собственных нужд, МВт.

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираем трансформатор ТРДНС-40000 / 220. Каталожные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Каталожные данные трансформатора ТРДНС-40000 / 220

$S_{ном},$ МВА	$U_H, \text{ кВ}$		$U_K, \%$	$\Delta P_K, \text{ кВт}$	$\Delta P_{xx}, \text{ кВт}$	$I_x, \%$
	$U_{ВН}$	$U_{НН}$				
40	230	11,0	11,5	170	55	0,6

Потери электрической энергии оцениваются методом времени максимальных потерь, используя значения максимальных нагрузок T_{max} и время максимальных потерь τ .

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2405 \frac{\text{ч}}{\text{год}} \quad (4.9)$$

Время работы блока в течение года:

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

где $\mu = 1$ – частота ремонтов (текущих, средних, капитальных), 1/год;

$T_{\text{пл}} = 30$ – время плановых простоев блока в течение года, ч;

$\omega = 0,025$ – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;

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

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

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{Т}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,55 \cdot 8729 = 4800,8 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.10)$$

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

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\begin{aligned} \Delta W_{\text{н}} &= \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{Т}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{Т ном}}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{0,17}{1} \cdot \left(\frac{37,125}{40}\right)^2 \cdot 2405 = \\ &= 352,2 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \end{aligned} \quad (4.11)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для двух трансформатора:

$$I_{\text{пот(1)}} = (0,6 \cdot \Delta W_{\text{хх}} + 0,9 \cdot \Delta W_{\text{н}}) \cdot T_{\max},$$

$$I_{\text{пот(1)}} = (0,6 \cdot 4800,8 + 0,9 \cdot 352,2) \cdot 4000 = 12787,92 \text{ тыс. руб./год.}$$

4.2.3 Выбор трансформаторов СН

Для рассматриваемых схем выбираем одинаковые трансформаторы собственных нужд, так как количество и мощность трансформаторов одинакова в обеих схемах.

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

$$P_{\text{СН}}^{\text{станции}} = P_{\text{уст}} \cdot 0,01 = 33 \cdot 0,01 = 0,33 \text{ МВт.} \quad (4.12)$$

Согласно СТО [10], в распределительной сети СН, а также выпрямительные трансформаторы рекомендуется применять с сухой изоляцией.

Согласно СТО [17], должно предусматриваться не менее двух независимых источников питания».

По каталогу завода «Трансна» выбираются 2 трансформатора ТСЗ-160/1, стоимостью каждый 1589 тыс. руб. Каталожные данные приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3–Каталожные данные трансформатора ТСЗ-160/1.

$S_{\text{ном}}, \text{кВ}\cdot\text{А}$	$U_{\text{Н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{К}}, \%$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$	
250	10	6	4

Электрическая схема СН Верхне-Абаканской ГЭС выполнена с двумя ступенями напряжения: 6 кВ и 0,4 кВ.

4.3 Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения и марки проводов воздушных линий

Суммарная мощность, выдаваемая в систему:

$$S_{\text{сн}} = \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos\varphi} = \frac{33 - 0,33}{0,85} = 38,4 \text{ МВ}\cdot\text{А}, \quad (4.13)$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 220 кВ:

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

где K – коэффициент приведения натуральной мощности ЛЭП, при номинальном напряжении 330 кВ и выше $K = 1$, при напряжении 220 кВ – $K = 1,2$, при напряжении 110 кВ – $K = 1,4$.

$P_{\text{нат}}$ – натуральная мощность ВЛ для номинального напряжения 220 кВ.

Число отходящих линий 220 кВ:

$$n_{\text{л}} = \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{сн}}}{(K \cdot P_{\text{нат.}} / \cos\varphi_{\text{с}})} + 1 = \frac{32,67}{(1,2 \cdot 135 / 0,85)} + 1 = 1,17. \quad (4.14)$$

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

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{38,8}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,05 \text{ кА.} \quad (4.15)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_{\text{T}} \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}} = 1,05 \cdot 1,0 \cdot 50 = 52,5 \text{ А.} \quad (4.16)$$

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

$\alpha_{\text{T}} = 1,0$ – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации.

По величине расчётного тока для линии напряжением $U=220\text{кВ}$ выбираем провод марки АС – 240/32.

Допустимый продолжительный ток $I_{\text{доп}} = 605 \text{ А}$.

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{38,8}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 101 \text{ кА.} \quad (4.17)$$

$I_{\text{доп}} > I_{\text{п.ав}}$, $605\text{кА} > 101\text{кА}$ следовательно, выбранный провод удовлетворяет условию нагрева.

Параметры провода АС–240/32 приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Параметры провода марки АС–240/32

Число проводов в фазе	r_0 Ом/км	x_0 Ом/км	b_0 См/км
1	0,121	0,435	$2,60 \cdot 10^{-4}$

4.4 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта

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

$$K = n \cdot K_{\text{T}} + m \cdot K_{\text{T}_{\text{с.н.}}} + t \cdot K_{\text{ору}}, \quad (4.18)$$

где K_{T} – стоимость силового трансформаторов (24000 тыс.руб.);

$K_{\text{T}_{\text{с.н.}}}$ – стоимость трансформатора собственных нужд (1589 тыс.руб.);

$K_{ор\ddot{u}}$ – стоимость ячейки ОРУ;
 n – число силовых трансформаторов;
 m – число трансформатора собственных нужд;
 t – число ячеек ОРУ (для схем с 2СШ предусматривается $k+2$)

Стоимость одной ячейки ОРУ с учетом коэффициента инфляции:

$$K_{ор\ddot{u}} = 17957 \text{ тыс.руб.}$$

Капиталовложения для схемы с одиночными блоком по формуле:

$$K_1 = 2 \cdot 24000 + 2 \cdot 1589 + 4 \cdot 17957 = 123006 \text{ тыс.руб.}$$

Капиталовложения для схемы с укрупненными боками по формуле:

$$K_2 = 1 \cdot 48000 + 2 \cdot 1589 + 3 \cdot 17957 = 81049 \text{ тыс.руб.}$$

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

$$Z_i = E_n \cdot K_i + I_i, \quad (4.19)$$

где $E_n = 0,15$ – нормативный коэффициент

Полные приведенные затраты для схемы с одиночным блоком по формуле:

$$Z_1 = 0,15 \cdot 123006 + 2067,437 = 20518,34 \text{ тыс.руб.}$$

Полные приведенные затраты для схемы с укрупненными блоками по формуле:

$$Z_2 = 0,15 \cdot 81049 + 12787,92 = 24945,27 \text{ тыс.руб.}$$

Рассчитаем разницу между вариантами:

$$P = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\%, \quad (4.20)$$

$$P = \frac{20518,34 - 24945,27}{20518,34} \cdot 100\% = 21,57\%.$$

Из расчетов видно, что данные варианты отличаются меньше чем на 5% и являются экономически равноценными, окончательно выбираем вариант с одиночными блоками, представленный на рисунке 4.2.

По надёжности схема с одиночными блоками является более приемлемой. Согласно СТО РусГидро – «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».

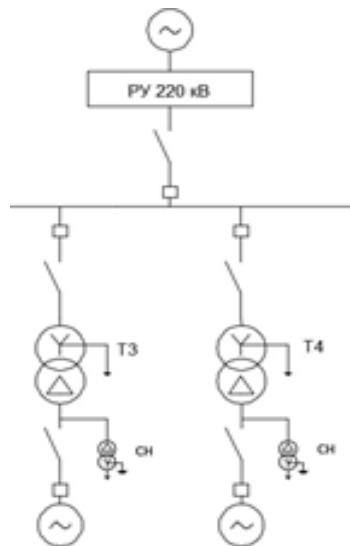
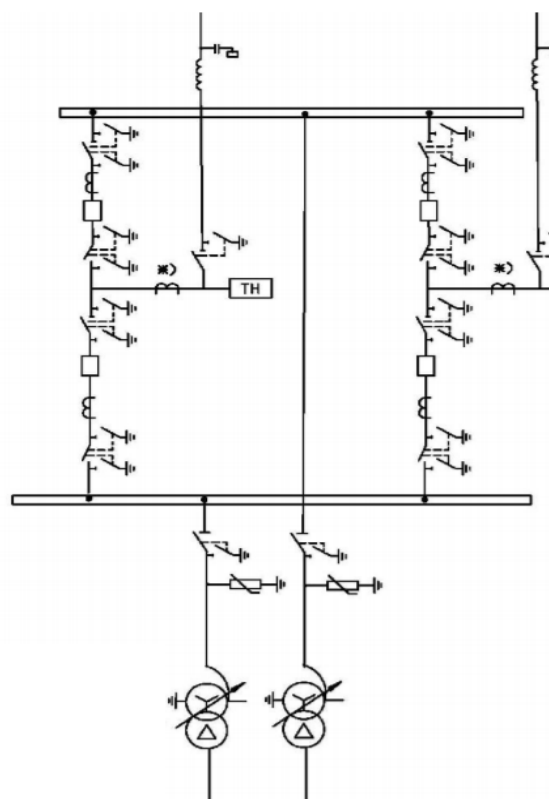


Рисунок 4.2 – Схема с одиночными блоками

4.5 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения

Число присоединений РУ–220 кВ: 4 (2 ВЛЭП 220 кВ, 2 блоков). При данном числе данного класса выбираем вариант с обходной системой схема РУ – 220 кВ рисунке 4.3.



при присоединений для напряжения РУ двумя рабочими и шин. Выбранная представлена на

Рисунок 4.3 – Схема РУ ВН 220 кВ: “Черырёхугольник”

4.5 Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin.

4.6.1 Расчёт исходных данных

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_{\Gamma} = x_{d}'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,27 \cdot \frac{10,5^2}{18,75} = 1,59 \text{ Ом}, \quad (4.21)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{\Gamma} = E_{*}'' \cdot U_{\phi} = 1,13 \cdot 10,5 = 12,865 \text{ кВ} \quad (4.22)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_{\text{T}} = \frac{U_{\text{K}}\% \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{11 \cdot 242^2}{100 \cdot 18} = 80,52 \text{ Ом}. \quad (4.23)$$

Система:

$$x_{\text{С}} = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{КЗ}}} = \frac{230^2}{150} = 357,9 \text{ Ом}, \quad (4.24)$$

Линии связи 220 кВ с энергосистемой:

$$x_{\text{Л}} = x_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,435 \cdot 10 = 4,35 \text{ Ом}. \quad (4.25)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_C = E_{*C} \cdot U_{61} = 1,0 \cdot 230 = 230 \text{ кВ.} \quad (4.26)$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_T = \frac{U_{HH}}{U_{BH}} = \frac{10,5}{242} = 0,043. \quad (4.27)$$

Определим активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

$$r_\Gamma = \frac{x_{*\Gamma}}{T_{a,\Gamma} \cdot \omega} = \frac{1,65}{0,045 \cdot 314} = 0,117 \text{ Ом.} \quad (4.28)$$

$$r_c = \frac{x_C}{T_{a,C} \cdot \omega} = \frac{357,9}{0,035 \cdot 314} = 32,56 \text{ Ом.} \quad (4.29)$$

$$r_l = r_{0,уд} \cdot l = 0,121 \cdot 10 = 1,21 \text{ Ом.} \quad (4.30)$$

$$r_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_6^2}{S_{НОМ}^2} = \frac{0,12 \cdot 230^2}{18,75^2} = 18,06 \text{ Ом.} \quad (4.31)$$

4.6.2 Внесение исходных данных в программный комплекс и расчет токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin»

На рисунке 4.4 представлены исходные данные по узлам. На рисунке 4.5 представлены исходные данные по ветвям. На рисунке 4.6 представлены исходные данные по генераторам. Все исходные данные из таблиц программы «RastrWin», необходимые для расчета.

Узлы/Несим/ИД												
	O	S	s0	T...	Номер	Название	№ АРМ	U_ном	G_ш	B_ш	g0	b0
1	<input type="checkbox"/>			y	1	Г1		11				
2	<input type="checkbox"/>			y	2	Г2		11				
3	<input type="checkbox"/>			y	3	Блок-1		11				
4	<input type="checkbox"/>			y	4	Блок-2		11				
5	<input type="checkbox"/>			y	5	ОРУ		230				
6	<input type="checkbox"/>			y	6	Система		230				
	<input type="checkbox"/>											

Рисунок 4.4 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	...	Название	R	X	G	B	БД...	N_...	Кт/г
1	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	1	3			Г1 - Блок-1							
2	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	2	4			Г2 - Блок-2							
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	3	5			Блок-1 - ОРУ	2,00	50,00					0,043
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	4	5			Блок-2 - ОРУ	2,00	50,00					0,043
5	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	Выкл	5	6			ОРУ - Система	12,00	80,00					
6	<input checked="" type="checkbox"/>		ЛЭП	Выкл	6	6			ОРУ - Система	12,00	80,00					

Рисунок 4.5 – Исходные данные по ветвям

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1	<input type="checkbox"/>		3	Система	6	20,000	150,000	20,000	150,000	20,000	150,000	230,000
2			2	Г2	2	0,230	0,650	0,230	0,650	0,230	0,650	11,000
3			1	Г1	1	0,230	0,650	0,230	0,650	0,230	0,650	11,000

Рисунок 4.6 – Исходные данные по генераторам

Результаты расчётов токов КЗ представлены на рисунках 4.7, 4.8, 4.9 и сведены в таблицу 4.5.

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1
1	<input type="checkbox"/>	1	1	3ф	7			5,0837	-86,43

Рисунок 4.7 – Результат расчета токов трехфазного КЗ

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1	r 1	x 1	I 2	dI 2	r 2	x 2	I 0	dI 0
1		1	1	1ф	7			1,8472	-86,29			1,8472	-86,29			1,8472	-86,29

Рисунок 4.8 – Результат расчетов токов однофазного КЗ

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1
1		1	1	3ф	1			49,7998	-87,04

Рисунок 4.9 – Результат расчетов токов трёхфазного КЗ

Таблица 4.5 – Место короткого замыкания и результаты расчёта в точках КЗ

Тип КЗ	П1	$I_{п.0}$	i_y
1ф	5	5,08	7,82
3ф	5	1,84	2,82
3ф	1	49,8	125,5

4.7 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого 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:

$$I_{Г,раб\ max} = 1,05 \cdot I_{Г,ном} \quad (4.32)$$

$$I_{Г,раб\ max} = 1,05 \cdot 3,1 = 3,255 \text{ кА};$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{раб\ max} (ФУВН) = \frac{S_{Г,ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т,ном}} = \frac{18,75}{\sqrt{3} \cdot 242} = 0,044 \text{ кА}, \quad (4.33)$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 220кВ:

$$I_{раб.мах} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л}) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{38,8}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,05 \text{ кА}. \quad (4.34)$$

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

$$I_{раб.утж} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{38,8}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,101 \text{ кА}. \quad (4.35)$$

4.8 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ

Разъединители выбираются по напряжению и току утяжеленного режима и проверяются на термическую и динамическую стойкость по тем же значениям, что и выключатели.

При выборе выключателей и разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.с}}$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб,мах}}$$

$$B_{\text{к,ном}} \geq B_{\text{к,расч}}$$

Используя каталог производителя ОАО ВО «АВВ» для генераторного напряжения выбираем элегазовый выключатель ВГГ-10 и разъединитель РВРЗ-10/4000 УЗ «Электроаппарат» используя каталог производителя ОАО ВО. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГГ-10	Разъединитель РВРЗ-10/4000 УЗ
$U_{\text{сетином}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{Г.раб}} = 3255 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$
$I_{\text{н0}} = 49,8 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.скв}} = 63 \text{ кА}$	$i_{\text{т.ст}} = 50 \text{ кА}$
$i_{\text{у}} = 125,5 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 161 \text{ кА}$	$I_{\text{эл.ст}} = 125 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{н0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}})$ $= 49,8^2 \cdot (0,08 + 0,01) =$ $= 223,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$ $= 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ кА}^2$ $\cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2$ $\cdot \text{с}$

Проверка на апериодическую составляющую выключателя ВГГ-10:

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{но}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{\text{а}}}} = \sqrt{2} \cdot 49,8 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,035}} = 53,2 \text{ кА}. \quad (4.36)$$

$$\frac{i_{\text{ат}}}{\frac{\sqrt{2}}{I_{\text{у}}}} \cdot 100\% = 30\%. \quad (4.37)$$

$$30\% < 45\%$$

Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов, представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7– Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

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:				
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8
Синхронизатор	АС-МЗ	RS485	0,5	10
				$\Sigma = 26 \text{ В} \cdot \text{А}$

Выбран, производимый российской компанией ООО «АСУ-ВЭИ», микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС-МЗ. Предназначен для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации, а также для включения в сеть синхронного компенсатора, работающего в режиме выбега. АС-МЗ изготавливается в климатическом исполнении У категории размещения 4 по ГОСТ 15150 (температура окружающего воздуха от 1 до 45°С; верхнее предельное значение температуры 55°С; относительная влажность воздуха 98 % при температуре 35°С). АС-МЗ предназначен для эксплуатации в атмосфере, соответствующей группе П по ГОСТ 15150.

Выбран отечественный анализатор, производимый фирмой ООО «ЮПЗ Промсвязькомплект». АПКЭ-1 предназначен для автоматизации измерений и регистрации параметров качества электрической энергии в электрических сетях систем электроснабжения общего назначения переменного трехфазного и однофазного тока частотой 50 Гц и напряжением от 0,4 до 750 кВ.

Прибор автоматически контролирует основные показатели качества электроэнергии и сопоставляет с нормативными значениями (в соответствии с ГОСТ 13109-97), что позволяет отслеживать отклонения от нормативных параметров, а следовательно – предотвращать аварийные ситуации и существенно сократить эксплуатационные расходы на ремонт оборудования, обеспечив его работоспособность, надежность и долговечность. Подключение к сети напряжением свыше 0,4 кВ производится через измерительный трансформатор напряжения.

4.9 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбирается трансформатор тока ТШЛ–10–1. Производитель ОАО «Свердловский завод». Проверка трансформатора тока ТШЛ-10-1 представлена в таблице 4.8.

Таблица 4.8 –Проверка трансформатора тока ТШЛ–10

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\Gamma.\text{раб}} = 3255 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОЛ-10. Производитель ОАО «Свердловский завод». Параметры трансформатора напряжения ЗНОЛ-10 представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9– Выбор и проверка трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$

Для защиты трансформатора от перенапряжений цепи 10,5 кВ устанавливаем со стороны низшего напряжения ОПН–10 УХЛ1 фирмы ОАО «Разряд».

4.10 Выбор параметров ОРУ

4.10.1 Выбор выключателей и разъединителей

Используя каталог производителя ЗАО «Энергомаш» и ЗАО «ЗЭТО» выбираем элегазовый баковый выключатель ВЭБ-220 и разъединитель РГ-220/1000 УХЛ1. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.10. Приборы, устанавливаемые в цепи высшего напряжения 220 кВ на отходящих линиях представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.10–Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВЭБ-220	Разъединитель РГ-220/1000 УХЛ1
$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 50 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{н0}} = 1,84 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 50 \text{ кА}$	–
$i_y = 2,82 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 80 \text{ кА}$
	$I_{\text{ном.откл}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 31,5 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{н0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) = 9^2 \cdot (0,03 + 0,01) =$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\Gamma}^2 \cdot t_{\Gamma} =$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\Gamma}^2 \cdot t_{\Gamma} =$

$= 3,24 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$= 80^2 \cdot 3 = 19200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
--------------------------------------	---	--

Таблица 4.11 – Приборы, устанавливаемые в цепи высшего напряжения 220 кВ на отходящих линиях

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

4.10.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выключатель ВЭБ-220 укомплектован трансформатором тока ТОГФ-220-УХЛ1. Производитель ЗАО «ЗЭТО». Проверка трансформатора тока ТОГФ-220-УХЛ1 представлена в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Проверка трансформатора тока

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб max}} = 50 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОГ-220. Производитель ЗАО «ЗЭТО». Параметры трансформатора напряжения ЗНОГ-220 представлены в таблице 4.13.

Таблица 4.13 – Выбор трансформатора напряжения

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

В ОРУ 220кВ устанавливаем со стороны высшего напряжения ОПН-П-220 УХЛ1, фирмы ЗАО «ЗЭТО».

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 согласно мощности генератора принимаем к установке следующие виды защит на основном оборудовании.

На главном генераторе ГГ ВГС-525/99-28:

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

На силовом трансформаторе блока ТДН-25000/220:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности);
- Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 220 кВ;
- Контроль изоляции высоковольтных вводов (КИВ-220)
- Резервная максимальная токовая защита;
- Защита от замыканий на землю на стороне 13,8 кВ трансформатора блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока;

На трансформаторе СН ГЭС:

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

- Реле тока охлаждения

На линиях электропередачи 220 кВ:

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

5.2 Расчёт номинальных токов.

Для дальнейшего расчёта необходимо знать номинальные токи на генераторном напряжении.

На генераторном напряжении:

$$I_{\text{нг}}^{(1)} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{18750}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1030 \text{ А.} \quad (5.1)$$

Номинальный ток генераторного напряжения приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{нг}}^{(2)} = \frac{I_{\text{нг}}^{(1)} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{тт}}} = \frac{1030 \cdot 1}{1000/5} = 5,15 \text{ А.} \quad (5.2)$$

Для схемы возбуждения с ВГ:

Мощность генератора возбуждения:

$$S_{\text{ном,ВГ1}} = \frac{I_{\text{ном,рот}}}{1,2255} \cdot U_{\text{ном,рот}} = \frac{925}{1,2255} \cdot 130 = 98,1 \text{ кВА} \quad (5.4)$$

Принимаем генератор возбуждения мощностью 100 кВА.

Выполним пересчёт тока генератора возбуждения:

$$I_{\text{ном,2}} = \frac{S_{\text{ном,ВГ1}}}{U_{\text{ном,рот}}} = \frac{100}{130} = 769 \text{ А.} \quad (5.5)$$

$$I_{\text{ном,рот2}} = \frac{I_{\text{ном,2}}}{K_{\text{тт}}} = \frac{769}{4000/5} = 3,845 \text{ А.} \quad (5.6)$$

5.2 Описание защит и расчет их уставок

5.2.1 Продольная дифференциальная защита генератора (ПДГ)

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ($I_{CP} < 0,15 \cdot I_N$) защитой от междуфазных коротких замыканий в обмотке генератора и на его выводах.

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

Номинальный ток генератора: $I_{НОМ} = 1030 \text{ А}$.

Коэффициент трансформации трансформаторов тока: $\eta_{ТТ} = 1000/5 \text{ А}$.

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:

$$I_{НБ(Н)} = K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_N = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_N, \quad (5.7)$$

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

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

Уставка выбирается из условия:

$$I_{CP,0} \geq K_N \cdot I_{НБ(Н)} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_N = 0,1 \cdot I_N, \quad (5.8)$$

где $K_N = 2$ - коэффициент надежности.

Принимаем уставку: $I_{CP,0} = 0,15 \cdot I_N = 0,15 \cdot 5,15 = 0,772 \text{ А}$.

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:

$$I_{НБ(КЗ)} = K_{АП} \cdot f_i \cdot K_{ОДН} \cdot I_{МАКС}, \quad (5.9)$$

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

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

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

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

$$I_{МАКС} = \frac{E''_{\Gamma}}{x_d} \cdot I_N.$$

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

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,13}{0,27} \cdot 1030 = 431,07 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

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

$$K_T > \frac{431,07 \cdot 2}{4310,7},$$

$$K_T > 0,2,$$

где $K_H = 2$ – коэффициент надежности;

I_T - ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора.

Принимаем уставку $K_T = 0,4$.

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

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{*\text{СР}}}{K_T} = \frac{0,2}{0,4} = 0,5. \quad (5.11)$$

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

$$B \geq \frac{I_{*\text{СР}}}{K_T} = \frac{0,2}{0,4} = 0,5. \quad (5.12)$$

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

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

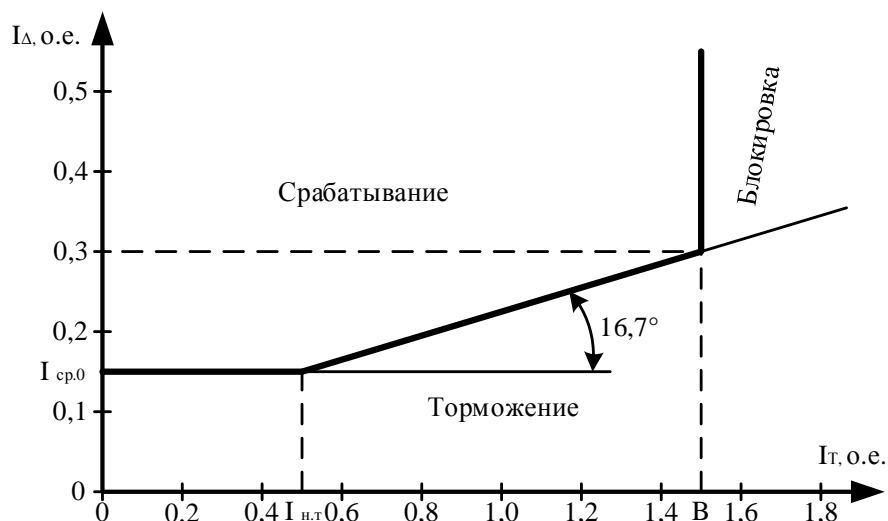


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

5.2.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (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.

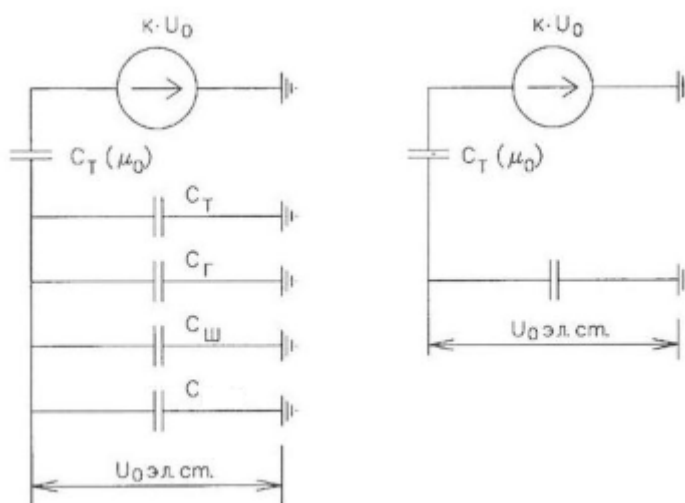


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

В таблице 5.1 указаны справочные данные для расчёта суммарной ёмкости.

Таблица 5.1 – Ёмкости для каждого класса напряжений.

	10,5кВ	13,8кВ	15,75кВ
Сген, мкФ	0,7	0,9	1,1
Свг, мкФ	0,25	0,35	0,45

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

Ёмкости генератора и генераторного выключателя

$$C_{\Sigma} = C_T + C_{Г} + C_{Ш} + C_{ВГ} =$$

$$= 0,007 + 0,7 + 0,008 + 0,25 = 0,965 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}. \quad (5.13)$$

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

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

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

$C_T(\mu_0)$ – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора, указана в таблице 5.2.

Таблица 5.2 - емкость между обмотками высшего и низшего напряжения.

	121кВ	242кВ	330-525кВ
$C_T(\mu_0)$, мкФ/фазу	0,010	0,012	0,015

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{230}{\sqrt{3}} = 44,26 \text{ кВ.} \quad (5.15)$$

Суммарный емкостной ток сети генераторного напряжения:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{\text{Л}} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 5,5 \text{ А.} \quad (5.16)$$

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

$$U_{0 \text{ ЭЛСТ.}} = 0,5 \cdot 44260 \cdot \frac{0,012}{0,012 + 0,965} = 271,8 \text{ В.} \quad (5.17)$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \cdot \frac{1}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ ЭЛСТ.}} \quad (5.18)$$

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{1 \cdot 271,8}{\frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,1/3}}$$

$$U_{\text{СР}} \geq 2,37,$$

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

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

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

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

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

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

$$X = \frac{1}{K_T + 2}. \quad (5.19)$$

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

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

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

1) Уставка защиты $U2>$ выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 10500}{10500/100} = 140 \text{ В}. \quad (5.20)$$

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:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 10500}{10500/100} = 120 \text{ В}. \quad (5.21)$$

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

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

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

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

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

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (5.22)$$

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:

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (5.23)$$

где $A = 30$ – параметр, заданный заводом-изготовителем указан в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Данные о параметре А

	6,3кВ	10,5кВ	13,8кВ	15,75кВ
А	40	30	20	16
$t_{\text{макс}}, \text{с}$	800	700	600	500

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

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

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

При этом:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{30}{700}} = 0,2. \quad (5.24)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,2}{1,2} = 0,17, \quad (5.25)$$

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

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,17 \cdot I_H = 175,1 \text{ А.} \quad (5.26)$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока, равного $I_{*2\text{ПУСК}} = 0,17$:

$$t_{\text{ДОП}} = \frac{30}{0,17^2} \approx 1038 \text{ с}$$

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

$$t_{\text{СР}} = \frac{30}{(I_{*2})^2}, \quad (5.27)$$

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

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.4.

Таблица 5.4 - 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)	30	83,3	120	187,5	333,3	750

Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I2) представлена на рисунке 3.

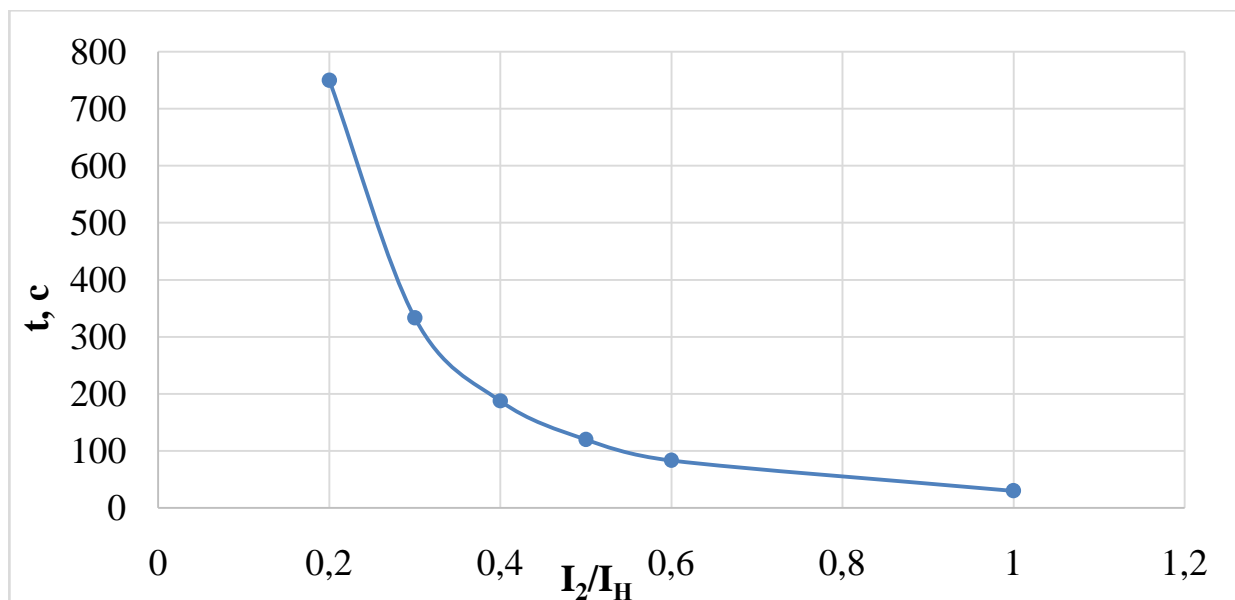


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем: $t_{\text{мин.}} = 30 \text{ с}$, $t_{\text{макс.}} = 750 \text{ с}$.

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 отходящих ВЛ.
3. Из условия согласования по чувствительности и времени действия с защитами ВЛ.

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

По второму условию:

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

$$I_{2\text{с.з.}}^* \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^{(2)}}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (X_{d\text{вн}}'' + X_{\text{T}} + X_{\text{Л}})}, \quad (5.28)$$

где $X_{\text{Л}}^* = 0,0015$ – сопротивление линии в относительных единицах.
 $X_{d\text{вн}}'' = 129,55$ – сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси, приведенное к высокой стороне напряжения;
 $X_{\text{T}} = 0,078$ – сопротивление трансформатора в относительных единицах.

При двухфазном коротком замыкании в конце ВЛ 220 кВ:

$$I_{2\text{с.з.}}^* \leq \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (129,55 + 0,078 + 0,0015)} = 0,002967 \text{ о. е.} \quad (5.29)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2\text{с.з.}} = I_{2\text{с.з.}}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{нн}}} = 0,002967 \cdot 2 \cdot \frac{230}{10,5} = 0,13. \quad (5.30)$$

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

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

5.2.5 Защита от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{СИГН}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{Н}} = 1,38 \text{ А.} \quad (5.31)$$

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

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

Выдержка времени $t = 0,9$ с.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{1\text{ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{Н}} = 1,42 \text{ А.} \quad (5.32)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.5:

Таблица 5.5 - Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

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

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

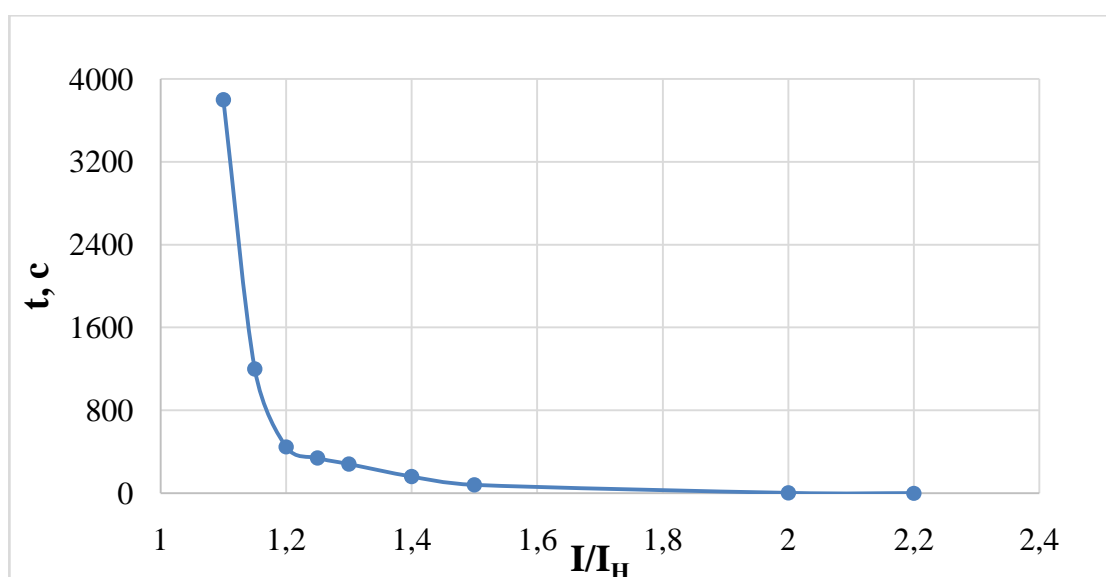


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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:

$$I_{10TC} = \frac{1,5 \cdot I_{НОМ}}{0,98} = 1,53 \cdot I_{НОМ} = 1,97 \text{ А.} \quad (5.33)$$

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

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 100,0} = 69 \text{ В.} \quad (5.33)$$

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

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

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

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

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

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

а) по согласованию с первой ступенью защит вл 220 кВ Верхне-Абаканская ГЭС – Абаза:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 222,18 + \frac{0,8}{2} \cdot 4,51 = 179,54 \text{ Ом,} \quad (5.34)$$

где K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

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

$$Z_T = \frac{0,105 \cdot 230^2}{25} = 222,18 \text{ Ом.}$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,105 \cdot \frac{18,75}{25} + \frac{0,8}{2} \cdot \frac{18,75}{230^2} \cdot 4,51 = 0,063,$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,063 \cdot 5,88 = 0,37 \text{ Ом}, \quad (5.35)$$

где $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{\text{НГ}}} = \frac{10,5^2}{18,75} = 5,88.$

Уставка будет равна:

$$Z_{1\text{СЗ}} = Z_1 \cdot \frac{n_{\text{T}}}{n_{\text{H}}} = 0,37 \cdot \frac{\frac{4000}{5}}{\frac{10,5}{0,1}} = 2,81 \text{ Ом}. \quad (5.36)$$

Принимаем уставку $Z_1 = 2,81 \text{ Ом}.$

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

1) 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, $\Delta Z = 30 - 50 \frac{\text{Ом}}{\text{с}}.$

2) Принимаем $\Delta Z = 30 \frac{\text{Ом}}{\text{с}}$

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 1030} = 5,88 \text{ Ом},$$

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):

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{B.HOM}}{I_{B.XX}} - 0,95}{x_d} = \frac{2 \cdot 1,8 - 0,95}{1,4} = 1,89, \quad (5.37)$$

где $I_{B.XX}$ – ток ротора холостого хода, А;
 x_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{НАГР.Ф} = \frac{0,95 \cdot U_H}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.}, \quad (5.38)$$

$$\cos \varphi_{НАГР.Ф} = \frac{\cos \varphi_H}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,8}{0,95 \cdot 2,5} = 0,34, \quad (5.39)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{НАГР.Ф} = 70,12^{\circ}$.
 Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{НАГР.Ф}}{K_H} = \frac{0,38}{1,1} = 0,35 \text{ о. е.}, \quad (5.40)$$

$$Z_{C3II} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_B = 0,35 \cdot \frac{10,5^2}{18,75} = 2,058 \text{ Ом.} \quad (5.41)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{C3II} \cdot n_T}{n_H} = \frac{2,058 \cdot 4000/5}{10500/100} = 15,68 \text{ Ом}, \quad (5.42)$$

Принимаем уставку $Z_{II} = 15,68 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{CM1} = 0,055 \text{ Ом}$, $Z_{CM2} = 0,3087 \text{ Ом}$.

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

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

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

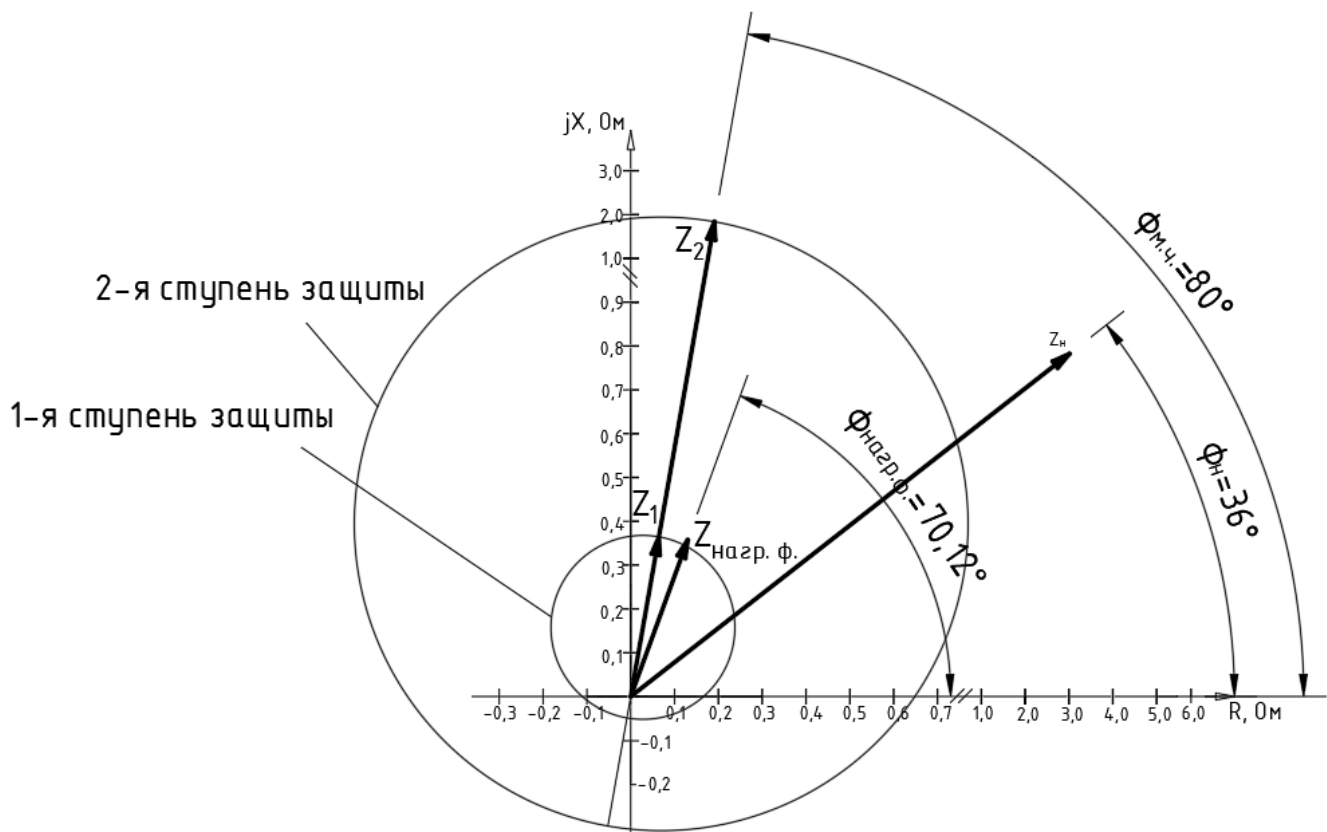


Рисунок 5.5 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.2.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.Р}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{НОМ.Р} = 1,39 \text{ А.} \quad (5.43)$$

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,08 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{НОМ.Р} = 1,43 \text{ А.} \quad (5.44)$$

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 приведена в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – 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	2,2
Длительность перегрузки (с)	длительность	250	180	160	120	90	72	45	20

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

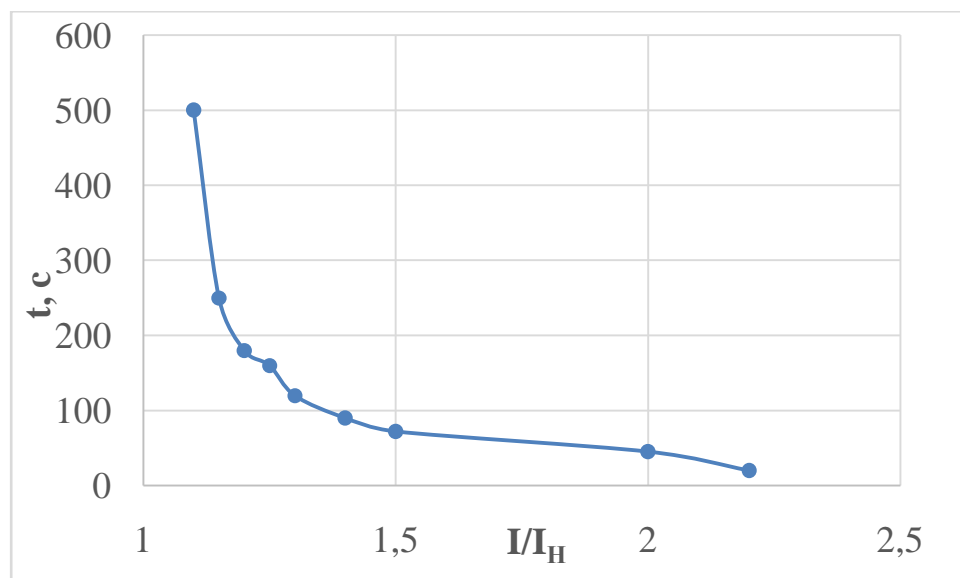


Рисунок 5.6 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{2,2 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 2,245 \cdot I_{НОМ.Р} = 2,89 \text{ А.} \quad (5.44)$$

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

5.3 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

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

ШЭ1113 имеет широкий спектр функциональных возможностей для защиты синхронных генераторов от повреждений в зоне действия защиты, а также для защиты от аварийных условий во внешних системах.

5.4 Таблица уставок и матрица отключений защит

Уставки защит представлены в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. Защита продольная	$I_{\Delta G}$	Ток срабатывания, $I_{CP.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,77 А	
		Коэффициент торможения, K_T	0,3	-	
		Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,5 \cdot I_H$	0,64 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	1,94 А	
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	-	5 В
		t_2	U_{0G}	-	15 В
	U_{03}	Коэффициент торможения, K_T	1,1	-	
ЗПН	$U >$	2ст упень	U_{CP2}	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	U_{CP1}	$1,2 \cdot U_H$	120 В

Продолжение таблицы 5.7

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение		Наименование	Относительны е единицы	Именованные единицы
Защита обратной последователь ности от несимметрич ных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,09 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,77 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$1,11 \cdot I_H$	1,43 А
Защита от симметричны х к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	1,38 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	1,42 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,53 \cdot I_{НОМ}$	2,0 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,063	0,37 Ом
		2 ступень	Z_{II}	0,35	2,058 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_p СИГН.$	$1,07 \cdot I_{НОМ.Р}$	1,39 А
		ПО	$I_p ПУСК.$	$1,1 \cdot I_{НОМ.Р}$	1,43 А
		Отсечка	$I_p ПУСК.$	$2,245 \cdot I_{НОМ.Р}$	2,89 А

Матрица отключений представлена в таблице 5.8

Таблица 5.8 – Матрица отключений защит

Защита		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-220 и В-ТСН	Разгрузка по мощности	Предупредительный сигнал
Наименование	Обозначение							
Диф. Защита продольная	$I \Delta G$	+	+	+	+			
ЗЗГ	U_0	t_1						+
		t_2	+	+	+			
ЗПН	$U >$	1 ступень t_1	+	+				
		2 ступень t_2	+	+				

Продолжение таблицы 5.8

Защита		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-220 и В-ТШН	Разгрузка по мощности	Предупредительный сигнал
Наименование	Обозначение							
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО						+
		ИО		+	+			
		ОТС I	t_1					
			t_2				+	
		t_3	+	+				
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО						+
		ИО		+	+			
		ОТС	t_1					
			t_2				+	
t_3	+		+					
ДЗ	$Z <$	1 ступень	t_1				+	
			t_2	+	+	+		
		2 ступень	t_1					
			t_2				+	
			t_3	+	+			
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО						+
		ИО		+	+			
		Отсечка		+	+			

6 Компонировка и сооружения гидроузла.

6.1 Определение отметки гребня бетонной плотины.

За отметку гребня плотины принимается:

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

где h_s – превышение гребня плотины над расчетным уровнем в верхнем бьефе.

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

где $h_{\text{run}1\%}$ – высота наката волн на напорной грани;
 Δh_{set} – высота ветрового нагона;
 a – величина запаса, для II класса сооружения $a = 0,6$ м;

Определяем высоту ветрового нагона волны для основного случая по формуле:

$$\Delta h_{\text{set}} = K_W \cdot \frac{V^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha \quad (6.3)$$

где $V = 25$ м/с – расчетная скорость ветра [2]
 K_W – коэффициент, зависящий от скорости ветра,
 $K_W = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot V) \cdot 10^{-7} = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot 25) \cdot 10^{-7} = 0,00000255$;

Длина разгона волны L при $\alpha = 0^\circ$ по карте на составляет:
 $L = 860$ м.

Условная расчетная глубина воды в водохранилище:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНО}}}{2} = \frac{494 - 463}{2} = 15,5 \text{ м.} \quad (6.4)$$

$$\Delta h_{\text{set}} = 0,00000255 \cdot \frac{25^2 \cdot 860}{9,81 \cdot 15,5} \cdot 1 = 0,009 \text{ м.}$$

Определяем параметры волнового воздействия:

$$\frac{gL}{V^2} = \frac{9,81 \cdot 860}{25^2} = 13,49. \quad (6.5)$$

$t = 6 \text{ ч} = 21600 \text{ с}$ – период действия ветра;

$$\frac{gt}{V} = \frac{9,81 \cdot 21600}{25} = 8475,8. \quad (6.6)$$

По графику [3, приложение А, рис.А.1] для $\frac{gL}{v_w^2} = 13,49$.

$$\frac{g\bar{h}}{V^2} = 0,0071,$$

$$\frac{gT}{V} = 0,88.$$

Для $\frac{gt}{v_w} = 8475,8$

$$\frac{g\bar{h}}{V^2} = 0,075,$$

$$\frac{gT}{V} = 3,8.$$

Принимаем наименьшие значения и определяем параметры волны.

Средний период волны:

$$\bar{T} = \frac{0,88 \cdot V}{g} = \frac{0,88 \cdot 25}{9,81} = 2,24 \text{ с}. \quad (6.7)$$

Средняя высота волны:

$$\bar{h} = \frac{0,0071 \cdot V^2}{g} = \frac{0,0071 \cdot 25^2}{9,81} = 0,45 \text{ м}. \quad (6.8)$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 2,24^2}{2 \cdot 3,14} = 7,83 \text{ м}. \quad (6.9)$$

$$d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d$$

$$15,5 > 3,91 \text{ м}$$

Условие выполняется, т.е. зона глубоководная.

Определяем высоту волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i, \quad (6.10)$$

где K_i – коэффициент, определяемый по графику [3, Приложение А1, рис А.2] в зависимости от значения $\frac{gL}{V_w^2}$ (для глубоководной зоны).

\bar{h} – средняя длина волны;

$$h_{1\%} = 2,3 \cdot 0,45 = 1,035 \text{ м.}$$

$$h_s = 1,035 + 0,009 + 0,6 = 1,65 \text{ м.}$$

Таким образом отметка гребня грунтовой плотины составляет:

$$\nabla_{\text{ГБП}} = 494 + 1,65 = 495,65 \text{ м.}$$

6.2 Гидравлический расчёт

Определяют расчетный расход воды для основного расчетного случая Q_p , который должен пропускаться, как правило, при НПУ через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии и через гидроагрегаты ГЭС – $Q_{\text{ГЭС}}$. Количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов, должно быть не более $(n - 1)$ при числе гидроагрегатов ГЭС $n < 6$.

С учетом того, что на Верхне-Абаканской ГЭС запроектировано 2 гидроагрегата выбирается количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов $n - 1 = 1$.

$$Q_p = Q_{\text{max.осн}} - Q_{\text{ГЭС}} - Q_{\text{авр}} = Q_{1\%} - (n - 1)Q_{1\text{ГА}} - \frac{V_{\text{полез}}}{t_{\text{сраб}}},$$

где $Q_{\text{max.осн}} = 324 \text{ м}^3/\text{с}$ – максимальный расход для основного расчетного случая **1,0%** обеспеченности для II класса сооружений.

$$H_{\text{осн}} = \text{НПУ} - \text{УНБ}(Q_{1\%}) = 494 - 465,4 = 28,6 \text{ м.} \quad (6.11)$$

$$Q_{\text{ГА}} = \frac{N_{\text{ГА}}}{9,81 \cdot H_{\text{осн}} \cdot \eta} = \frac{16,5 \cdot 1000}{9,81 \cdot 28,6 \cdot 0,922} = 63,8 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} - \text{расход через гидроагрегат}$$

$$Q_{\text{авар}} = \frac{V_{\text{полез}}}{t_{\text{сраб}}} = \frac{0,798 \cdot 10^9}{10368000} = 76,96 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} - \text{расход через аварийный водосброс}$$

где $t_{\text{сраб}} = 4$ мес, – время сработки,

$V_{\text{полез}} = 0,798 \text{ км}^3$ – полезный объем водохранилища.

$$Q_{\text{р}} = 324 - (2 - 1) \cdot 63,8 - 76,96 = 183,24 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}. \quad (6.12)$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{\text{р}}}{q_{\text{в}}}, \quad (6.13)$$

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

$$q_{\text{в}} = 1,25 q_{\text{р}}, \quad (6.14)$$

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

$$q_{\text{р}} = [v]_h \cdot h_{\text{НБ}}, \quad (6.15)$$

где $h_{\text{НБ}} = 2,4$ м – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой

$\nabla \text{НБ} = f(Q_{\text{НБ}})$ при $Q_{\text{осн. макс}}$;

$[v]_h = 2,5$ м/с – допустимая скорость на рисберме;

$$q_{\text{р}} = [v]_h \cdot h_{\text{НБ}} = 2,5 \cdot 2,4 = 6 \frac{\text{м}^3}{\text{с}};$$

$$q_{\text{в}} = 1,25 \cdot q_{\text{р}} = 1,25 \cdot 6 = 7,5 \frac{\text{м}^3}{\text{с}};$$

$$B = \frac{Q_{\text{р}}}{q_{\text{в}}} = \frac{183,24}{7,5} = 24,43 \text{ м.}$$

Ширина водосливного фронта B должна быть целым числом, поэтому полученное значение округляют в большую сторону и, кроме того $B = b \cdot n$,

где n – число пролетов (не менее $2 \div 3$),

b – стандартная ширина пролета, принимается в соответствии с техническим регламентом заводов-изготовителей гидромеханического оборудования равной 8, 9, 10, 12, 14, 16, 18, 20, 24, 30 м.

Принимаем 2 пролета по 14 метров.

$$B = b \cdot n = 14 \cdot 2 = 28 \text{ м.} \quad (6.16)$$

6.3 Определение отметки гребня водослива

Рассчитываем криволинейный без вакуумный водослив практического профиля.

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

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3}; \quad (6.17)$$

где $m=0,49$ – коэффициент расхода зависит от формы профиля водослива и принимается в зависимости от типа водослива практического профиля.

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{183,24}{0,49 \cdot 28 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 2,08 \text{ м}$$

$$H_{02} = \left(\frac{Q_p}{m\varepsilon\sigma_n B\sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.18)$$

где $\sigma_n=1$ – коэффициент подтопления;

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

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi_y + (n-1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} \quad (6.19)$$

где b и n – указаны выше;

$\xi_y = 0,7$ – коэффициент формы боковых устоев;

$\xi_0 = 0,45$ – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане, т. е. величины a и от формы верховой грани быка.

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (2 - 1) \cdot 0,45}{2} \cdot \frac{2,08}{14} = 0,9233.$$

$$H_{02} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot \varepsilon \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{183,24}{0,49 \cdot 0,9855 \cdot 28 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 2,2 \text{ м.}$$

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha V_0^2}{2g}, \quad (6.20)$$

где $V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla НПУ - \nabla ДНА)(B + (n - 1)\delta_\sigma)}$, – скорость подхода потока к водосливу
(6.21)

Согласно рекомендациям, для $b=14$ м, толщина быка (по Березинскому) принимается в диапазоне от $0,12 \cdot b$ до $0,16 \cdot b$, либо больше. В связи с тем, чтобы бык разрезной принимаем толщину быка $\delta_\sigma = 0,15 \cdot 14 = 2,1$ м. Для разрезного быка этой толщины недостаточно, следовательно, принимаю толщину быка 3 м.

$$V_0 = \frac{183,24}{(494 - 463) \cdot (28 + (2 - 1) \cdot 3)} = 0,19 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2 \cdot g} = 2,2 - \frac{1,1 \cdot 0,19^2}{2 \cdot 9,81} = 2,19 \text{ м.}$$

Отметку гребня водослива определяют по формуле:

$$\nabla ГВ = \nabla НПУ - H_{cm} \quad (6.22)$$

где H_{cm} – стандартный напор, м, ближайший к H в соответствии с техническим регламентом, принимаем $H_{cm} = 2,5$ м.

$$\nabla ГВ = \nabla НПУ - H_{ст} = 494 - 2,5 = 491,5 \text{ м.} \quad (6.23)$$

$$\nabla ГБ = \nabla ГВ + H_{ст} = 491,5 + 1,6 \cdot 2,5 = 495,5 \text{ м.} \quad (6.24)$$

Принимаем за отметку гребня плотины 495,65 м, т.к. $\nabla ГБ < \nabla ГБП = 495,65$.

6.4 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Определяем тип гидравлического прыжка за водосливом.

Вычисляем критическую глубину потока при полном открытии всех отверстий:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_p^2}{(B + \Sigma \delta_o)^2 g}}, \quad (6.25)$$

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

Q_p – расчётный расход,

B – ширина водосливного фронта,

δ_o – толщина быков,

g – ускорение свободного падения.

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 183,24^2}{(28 + 3)^2 \cdot 9,81}} = 1,6 \text{ м,} \quad (6.26)$$

Вычисляем полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla НПУ - \nabla ДНО = 494 - 463 = 31 \text{ м.} \quad (6.27)$$

Первая сопряженная глубина, рассчитывается методом последовательных приближений:

$$\begin{aligned} h'_{c1} &= \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (\nabla НПУ - \nabla ДНО - h'_{c1})}} = \\ &= \frac{5,91}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (494 - 463 - 0)}} = 0,27 \text{ м.} \end{aligned} \quad (6.28)$$

где q_c – удельный расход на рисберме, равный $5,91 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$,

Уточняем величину h'_{c1} :

$$\begin{aligned}
 h'_{c1} &= \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНО} - h'_{c1})}} = \\
 &= \frac{5,91}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (494 - 463 - 0,27)}} = 0,27 \text{ м.}
 \end{aligned} \tag{6.29}$$

Вторая сопряженная глубина:

$$\begin{aligned}
 h''_{c,2} &= \frac{h'_{c,1}}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{\text{кр}}}{h'_{c,1}} \right)^3} - 1 \right) = \\
 &= \frac{0,27}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{1,5}{0,27} \right)^3} - 1 \right) = 5,36 \text{ м.}
 \end{aligned} \tag{6.30}$$

Так как $h_{\text{нб}}=2,4\text{м}$, а вторая сопряжённая глубина равна $4,94\text{м}$, следовательно прыжок не затоплен и необходима установка гасителей потока. Предварительные расчёты показали, что устройство водобойной стенки не целесообразно, поэтому необходима установка водобойного колодца.

6.5 Расчёт водобойного колодца

На первом этапе определяют начальную глубину колодца по формуле:

$$d_{\text{к}(1)} = \sigma \cdot h''_c - (h_{\text{нб}} + \Delta z) = 1,1 \cdot 5,36 - (2,4 + 0,3) = 3,15 \text{ м,} \tag{6.31}$$

где Δz -перепад образующийся при выходе потока из водобойного колодца в русло НБ. Определяется по следующей формуле:

$$\begin{aligned}
 \Delta z &= \left(\frac{q^2}{2g\varphi^2 h_{\text{нб}}^2} \right) - \left(\frac{\alpha q^2}{2g\sigma^2 h''_c{}^2} \right) = \left(\frac{6,08^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 0,9^2 2,4^2} \right) - \\
 &- \left(\frac{1,1 \cdot 6,08^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 1,1^2 5,36^2} \right) = 0,34 \text{ м.}
 \end{aligned} \tag{6.32}$$

На втором этапе полную удельную энергию перед водосливом определяют с учётом нормальной глубины колодца:

$$T_0 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНО} + d_{\text{к}} = 494 - 463 + 3,15 = 34,15 \text{ м.} \tag{6.33}$$

Вычисляем новые сопряжённые глубины:

$$h'_{c1} = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - h'_{c1})}} = \frac{6,08}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (34,15 - 0)}} = 0,26 \text{ м.}$$

Уточним величину первой сопряженной глубины:

$$h'_{c1} = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - h'_{c1})}} = \frac{6,08}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (33,7 - 0,26)}} = 0,26 \text{ м.}$$

Вторая сопряженная глубина:

$$h''_c = \frac{h'_c}{2} \cdot \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{кр}}{h'_c} \right)^3} - 1 \right) = \frac{0,26}{2} \cdot \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{1,6}{0,26} \right)^3} - 1 \right) = 5,5 \text{ м.}$$

Вычисления повторяются до тех пор, пока разница между последним значением и предыдущим значением глубины колодца станет меньше $0,1 \cdot d_k = 0,1 \cdot 3,15 = 0,3 \text{ м}$

$$d_{k(2)} = \sigma \cdot h''_c - (h_{нб} + \Delta z) = 1,1 \cdot 5,06 - (2,4 + 0,3) = 3,3 \text{ м,}$$

$3,3 - 3,15 = 0,15 < 0,3 \text{ м}$, следовательно, окончательно принимаем $d_k = 3,3 \text{ м}$.

Отметка пола водобоя равна:

$$\nabla_{ПВ} = \nabla_{дна} - d_k = 463 - 3,3 = 459,7 \text{ м.} \quad (6.34)$$

Длина водобоя при наличии на нём гасителей:

$$l_b = (0,8 \div 1) l_{пр} = 0,9 \cdot 25,48 = 22,93 \text{ м,} \quad (6.35)$$

где $l_{пр}$ – длина гидравлического прыжка.

$$l_{пр} = 2,5(1,9h''_c - h'_c) = 2,5(1,9 \cdot 5,5 - 0,26) = 25,48 \text{ м.} \quad (6.36)$$

6.6 Пропуск расходов через донный водосброс

Рядом с основным поверхностным водосбросом, устраиваем аварийный донный водосброс для пропуска воды $Q_{ав} = \frac{V_{пол}}{t_{ср}}$:

$$Q_{ав} = \frac{V_{пол}}{t_{ср}} = \frac{0,789 \cdot 10^9}{10368000} = 76,69 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (6.37)$$

где $V_{\text{пол}} = 0,789 \text{ км}^3$ – полезный объем водохранилища;
 $t_{\text{ср}} = 4$ месяцев – время сработки.

Назначаем предварительную высоту отверстий $h_{\text{отв}} = 3 \text{ м}$.

Определим площадь одного водосбросного отверстия $\omega_{\text{во}}$, затем назначим размеры водосбросного отверстия:

$$\omega_{\text{во}} = \frac{Q_{\text{ав}}}{\mu \sqrt{2gH_{\text{во}}}}, \quad (6.38)$$

где $\omega_{\text{во}}$ – площадь выходных отверстий, м^2 ;
 μ – коэффициент расхода, равный $0,8 \div 0,82$.

$$\omega_{\text{во}} = \frac{76,69}{0,81 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 27}} = 4,11 \text{ м}^2,$$

$H_{\text{во}}$ – напор над центром выходного отверстия рассчитывается по формуле:

$$H_{\text{во}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ВО}} = 494 - 467 = 27 \quad \text{м}, \quad (6.39)$$

$$\nabla_{\text{ВО}} = \nabla_{\text{ПО}} + \frac{h_{\text{отв}}}{2} = 465 + \frac{3}{2} = 466,5 \text{ м}, \quad (6.40)$$

где $\nabla_{\text{ВО}}$ – отметка центра выходного водосбросного отверстия,
 $h_{\text{отв}} = 3 \text{ м}$ – высота отверстия принятая предварительно, м;
 $\nabla_{\text{ПО}}$ – отметка порога отверстия, равная:
 $\nabla_{\text{ПО}} = \nabla_{\text{дно}} + h_{\text{п}} = 463 + 2 = 465 \text{ м}, \quad (6.41)$

где $h_{\text{п}} = 2 \text{ м}$ – высота порога, м.

Ширина выходного отверстия:

$$b'_{\text{во}} = \frac{\omega_{\text{во}}}{h_{\text{отв}}} = \frac{4,11}{3} = 1,37 \text{ м}. \quad (6.42)$$

Принимаю количество донных водосбросов $n = 2$. Следовательно, ширина одного донного водосброса:

$$b_{\text{во}} = \frac{b'_{\text{во}}}{2} = \frac{1,37}{2} = 0,685 \text{ м}. \quad (6.43)$$

Окончательно принимаю ширину одного донного водосброса $b_{\text{во}} = 1 \text{ м}$.

6.7 Конструирование плотины

6.7.1 Определение ширины подошвы плотины.

Исходя из условия недопущения растягивающих напряжений на верховой грани, определяем ширину подошвы B_n^I :

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_b}{\rho_w} \cdot (1-n) + n \cdot (2-n) - \alpha_1}}, \quad (6.44)$$

где α_1 – коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счет устройства противофильтрационных завес, дренажей и шпунтов в условиях курсового проекта принимаемый 0,5.

ρ_w – плотность воды;

ρ_b – плотность бетона;

h – высота плотины.

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 494 - 455,9 = 38,1 \text{ м}. \quad (6.45)$$

$\nabla_{\text{под}}$ – отметка подошвы зависит от конструкции устройств НБ и равняется:

$$\begin{aligned} \nabla_{\text{под}} &= \nabla_{\text{дна}} - (d + \delta_b + (2 \div 3)) = \\ &= 463 - (3,3 + 1,8 + 2) = 455,9 \text{ м}, \end{aligned} \quad (6.46)$$

δ_b – толщина водобойной плиты находится по формуле:

$$\delta_b = 0,15 \cdot U_c \cdot \sqrt{h'_c} = 0,15 \cdot 22,7 \cdot \sqrt{0,26} = 1,8 \text{ м}, \quad (6.47)$$

U_c – скорость в сжатом сечении:

$$U_c = \frac{Q_{\text{осн.расч}}}{B \cdot h'_c} = \frac{183,24}{31 \cdot 0,26} = 22,7 \text{ м/с}; \quad (6.48)$$

Исходя из условия устойчивости плотины против сдвига по основанию, определяем ширину подошвы плотины B_n^{II} :

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

где φ – угол внутреннего трения по основанию, для галечно-песчанного основания принимаем 30° ;

γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения, равный для второго класса плотины 1,2.

Далее для плотин на нескальном основании, задавая различные значения n , в данном случае от 0,1 до 1 с шагом 0,1, определяем несколько значений B_n и строим два графика зависимости $B_n = f(n)$. Точка пересечения этих графиков и есть ширина подошвы плотины. На рисунке 6.1 представлена зависимости $B_n = f(n)$

Таблица 6.1 - Расчет длины подошвы плотины.

n	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1
$B_{n,м}^I$	28,0	28,6	29,3	30,3	31,6	33,4	35,8	39,3	44,6	53,9
$B_{n,м}^{II}$	40,1	38,2	36,5	34,9	33,4	32,1	30,9	29,7	28,6	27,7

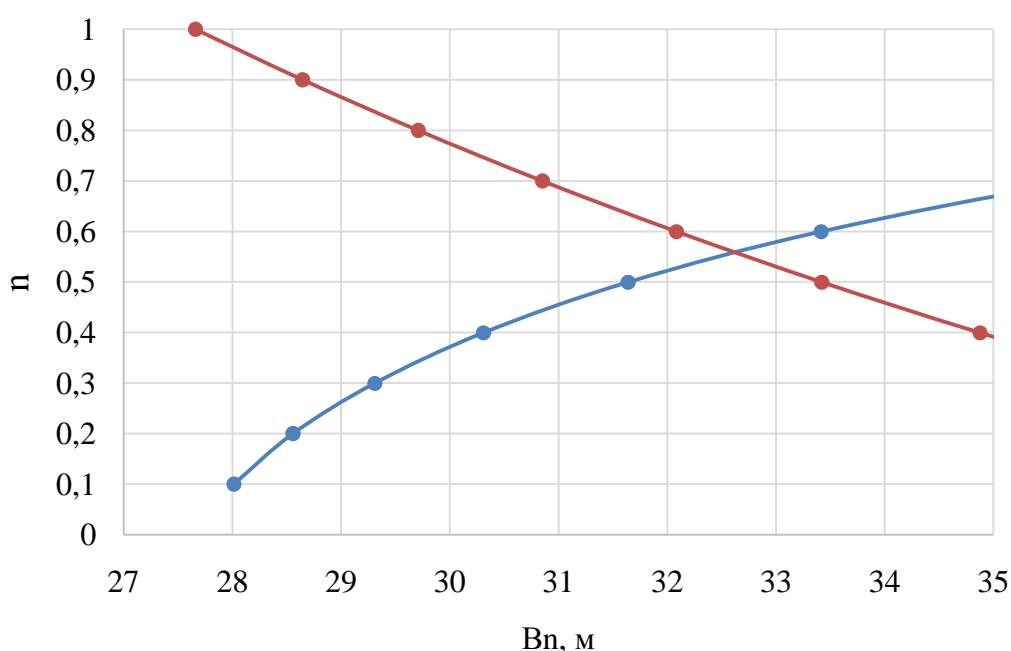


Рисунок 6.1 - График зависимости $B_n = f(n)$

Из графика получается, что точка пересечения графиков находится на отметке 32,65 м. Длину подошвы принимаю 33м.

6.7.2 Разрезка бетонной плотины швами

Так как основание плотины галечно-песчаное, проводим разрезку швами по осям бычков через каждый пролет. Ширина шва 4 см в верхней части и 1 см в пределах фундаментной плиты. Расстояние между температурно-осадочными швами принимаем равным 15 м.

6.7.2 Быки

На водосливе устроены быки для деления водосливного фронта на пролеты и для установки затворов. Быки выдвинуты в верхний бьеф для установки крана и организации площадки хранения ремонтных затворов.

Толщина разрезного быка $\delta_6 = 3$ м.

Пазы аварийно-ремонтных затворов принимаю равными $a = c = 0,5$ м, пазы рабочих затворов $n = m = 0,7$ м.

Пазы аварийно-ремонтных затворов со стороны верхнего бьефа размещаем на расстоянии 1 м от рабочего затвора, для обеспечения удобных условий во время ремонтных работ на рабочих затворах.

6.7.3 Устои

Устои предназначены для защиты примыкающей к водосливу земляной плотины, или берега от размыва водой, сбрасываемой через водослив.

В проекте устраиваем разделительный устой, который отделяет водосливную плотину от станционной части плотины

6.7.3 Дренаж тела бетонных плотин

Вдоль напорной грани предусматривается устройство дренажа в виде вертикальных скважин. Диаметр вертикальных дренажных скважин принимаю 30 см, расстояние между осями дрен - 3 м.

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

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

где $H_d = \nabla_{НПУ} - \nabla_{НБmin} = 494 - 463,4 = 30,6$ м – напор над расчетным сечением;

γ_n – коэффициент надёжности по ответственности сооружения, равен 1,2 (для плотин II класса);

$I_{кр,m}$ – критический средний градиент напора, для бетонной плотины равен 25.

Минимальное допустимое расстояние от напорной грани до дренажа:

$$a_{др} \geq \frac{30,6 \cdot 1,2}{25} = 1,47 \text{ м};$$

Расстояние от напорной грани до вертикальной дренажной скважины принимаем 2 м, что удовлетворяет условию $a_{др} \geq 2$ м.

6.7.4 Галереи в теле плотины

В теле плотины предусмотрены поперечные и продольные галереи. Продольные галереи расположены с шагом по высоте 15 м относительно друг друга.

Дренажная галерея располагается на высоте 3,6 м от подошвы плотины. Ширина галереи 3 м, высота 4 м.

Смотровая галерея расположена выше максимального уровня нижнего бьефа. Она служит для обеспечения самотечного отвода воды из вышележащей части плотины, контроля состояния бетона плотины и уплотнений швов, размещения контрольно-измерительной аппаратуры и др. Её ширина 2 м, высота 3 м.

6.7 Основные элементы плотины.

6.7.1 Понур

Назначение понура – снижать фильтрационный расход и снижать противофильтрационное давление в основании плотины путем удлинения путей фильтрации

Так как основание галечно-песчаное принимаем бетонный понур.

Толщина бетонного понура $\delta_{\text{пон}}$ должна быть:

$$\delta_{\text{пон}} \geq \frac{\Delta H \cdot \gamma_n}{J_{\text{cr.m}}} = \frac{14,88 \cdot 1,2}{15} = 1,2 \text{ м}, \quad (6.51)$$

где ΔH – потеря напора от начала подземного контура до рассматриваемого вертикального сечения понура, равный 14,88 м.

$J_{\text{cr.m}}$ – критический средний градиент напора для материала понура, для бетона равняется 15.

γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения, для сооружения II класса равен 1,2.

Принимаем $\delta_{\text{пон}} = 1,2 \text{ м}$,

Длину понура принимаем равной $H = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНО}$, то есть $l_{\text{пон}} = 31 \text{ м}$.

6.7.2 Шпунтовая стенка

В гидротехническом строительстве применяют шпунты стальные, железобетонные и реже деревянные. Был выбран стальной плоский шпунт (ШП) с толщиной стенки 10 мм и длиной, равной 0,5Н, т.е. 15,5 м.

6.7.3 Дренажные устройства в основании плотины

Дренаж предназначен для отвода фильтрующейся воды. Для галечно-песчаного основания принимаем однослойный дренаж, под животиком плотины, толщиной 1,5 м и дренажную скважину шириной 0,2 м.

6.8 Конструктивные элементы нижнего бьефа

6.8.1 Колодец

Для защиты грунтов основания от размыва потоком, сбрасываемым через плотину, устраиваем водобойный колодец высотой 3,3 м, на дне которого расположена водобойная плита толщиной 1,8 м.

Под водобойной плитой устанавливаем дренаж толщиной 1,5 м.

6.9 Рисберма и ковш

6.9.1 Рисберма

Рисберма – участок за водобоем, предназначенный для успокоения и рассеяния потока. Выполняем в виде крепления из бетонных плит, расположенных в шахматном порядке. Вес конструкций по течению постепенно уменьшаем, это достигается уменьшением толщины плит.

Толщина первой плиты рисбермы определяется по следующей формуле:

$$t_p = \frac{\rho_B \cdot h_p \cdot K_c}{(\rho_B - \rho_w)} = \frac{1000 \cdot 1,72 \cdot 1,25}{(2400 - 1000)} = 1,5 \text{ м}, \quad (6.52)$$

где h_p рассчитывается по формуле:

$$h_p = 2h_v \left(\frac{h_{кр.р}}{x} \right)^{1,34} = 2 \cdot 30,72 \cdot \left(\frac{1,6}{23} \right)^{1,34} = 1,72 \text{ м}, \quad (6.53)$$

где x - расстояние от сжатого сечения до рассматриваемой плиты (равняется длине водобойной плиты);

$$h_v = \frac{\alpha \cdot V_c^2}{2 \cdot g} = \frac{1,1 \cdot 23,41^2}{2 \cdot 9,8} = 30,72 \text{ м}, \quad (6.54)$$

где V_c – скорость в сжатом сечении $V_c = 23,41$ м/с;
 $h_{кр.р}$ – критическая глубина на рисберме $h_{кр.р} = 1,6$ м;
 K_c – коэффициент запаса, не менее 1,25;

Первая плита расположена относительно сжатого сечения на расстоянии, $x = l_B = 23$ м.

Суммарная длина всех плит рисбермы равняется примерно длине водобоя. Принимаю рисберму длиной 24м, при ряде плит по 8м.

Для второй плиты рисбермы расстояние от сжатого сечения до плиты равняется сумме длины водобойной плиты и первой плиты рисбермы, т.е. 31 м.

Следовательно, толщина второй плиты рисбермы равняется

$$t_p = \frac{\rho_B \cdot h_p \cdot K_c}{(\rho_B - \rho_w)} = \frac{1000 \cdot 1,16 \cdot 1,25}{(2400 - 1000)} = 1 \text{ м.} \quad (6.55)$$

$$\text{где } h_p = 2h_v \left(\frac{h_{кр.р}}{x} \right)^{1,34} = 2 \cdot 30,72 \cdot \left(\frac{1,6}{31} \right)^{1,34} = 1,16 \text{ м,} \quad (6.56)$$

где x - расстояние от сжатого сечения до рассматриваемой плиты (равняется сумме длины водобойной плиты и первой плиты рисбермы);

Для третьей плиты рисбермы расстояние от сжатого сечения до плиты равняется сумме длины водобойной плиты, первой и второй плиты рисбермы, т.е. 39 м.

Следовательно, толщина третьей плиты рисбермы равняется

$$t_p = \frac{\rho_B \cdot h_p \cdot K_c}{(\rho_B - \rho_w)} = \frac{1000 \cdot 0,41 \cdot 1,25}{(2400 - 1000)} = 0,75 \text{ м.} \quad (6.57)$$

$$\text{где } h_p = 2h_v \left(\frac{h_{кр.р}}{x} \right)^{1,34} = 2 \cdot 30,72 \cdot \left(\frac{1,6}{39} \right)^{1,34} = 0,85 \text{ м,} \quad (6.58)$$

где x – расстояние от сжатого сечения до рассматриваемой плиты (равняется сумме длины водобойной плиты, первой и второй плиты рисбермы).

Под рисбермой устанавливаю дренаж толщиной 2м.

6.9.2 Ковш

Концевой участок рисбермы на нескальном основании выполняется в виде ковша.

Глубина ковша (м) определяется по формуле:

$$h_{max} = K_p \cdot \sqrt{\frac{q_p}{V_H}} = 1,1 \cdot \sqrt{\frac{5,91}{1,1}} = 2,55 \text{ м,} \quad (6.59)$$

где K_p – коэффициент, зависящий от условий размыва, равен 1,05;
 q_p – удельный расход на рисберме;

V_H – неразмывающая скорость течения для галечно-песчаного грунта равна $1,1 \text{ М/с}$.

Длина ковша по низу равняется:

$$l_{\text{кн}} = 2 \cdot h_{\text{кр.р}} = 2 \cdot 1,6 = 3,2 \text{ м.} \quad (6.60)$$

Уклон первого откоса (a) ковша принят $1:4$, а второго (b) $1:2$.

Длина ковша по верху:

$$\begin{aligned} l_{\text{к}} &= l_{\text{кн}} + a + b = l_{\text{кн}} + 4 \cdot c + 2 \cdot c = \\ &= 3,2 + 4 \cdot 1,25 + 2 \cdot 1,25 = 10,7 \text{ м.} \end{aligned} \quad (6.61)$$

где a – длина первого откоса по верху;
 b – длина второго откоса по верху;
 c – глубина ковша относительно дна.

Отметка ковша:

$$\nabla_{\text{К}} = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - h_{\text{max}} = 463,4 - 2,55 = 461,75 \text{ м,} \quad (6.63)$$

$$c = \nabla_{\text{дно}} - \nabla_{\text{К}} = 463 - 461,75 = 1,25 \text{ м.} \quad (6.62)$$

6.10 Фильтрационные расчёты подземного контура

6.10.1 Построение эпюры противодавления методом удлинённой контурной линии.

За непроницаемую часть контура была принята длина линии тока от начала понура до первого вертикального дренажа.

Была установлена расчетная глубина фильтрации T_p относительно дна русла реки. Для этого вначале была найдена глубина активной зоны фильтрации T_a относительно дна русла для однородного проницаемого основания (без водоупора). T_a определяют по таблице 6.2:

Таблица 6.2 – Определение глубины активной зоны фильтрации – T_a

l_0/S_0	T_a
$l_0/S_0 \geq 5,0$	$0,5l_0$
$3,4 \leq l_0/S_0 < 5,0$	$2,5S_0$
$1,0 \leq l_0/S_0 < 3,4$	$0,8S_0 + 0,5l_0$
$0 < l_0/S_0 < 1,0$	$S_0 + 0,3l_0$

где l_0 – длина проекции подземного контура на горизонталь;
 S_0 – длина проекции подземного контура на вертикаль.

$$l_0 = 91,8 \text{ м};$$

$$S_0 = 22,6 \text{ м};$$

$$l_0/S_0 = 4,06.$$

$$\text{Следовательно } T_a = 2,5 \cdot S_0 = 2,5 \cdot 22,6 = 56,5 \text{ м.} \quad (6.63)$$

Т.к. водоупор в основании отсутствует принимаем $T_p = T_a = 56,5 \text{ м}$, т.е. на расстоянии T_p от дна находится виртуальный водоупор.

Далее было вычислено $T_{cp} = 50,87 \text{ м}$, среднее расстояние от отдельных горизонтальных участков подземного контура, включая участки дна в верхнем и нижнем бьефе, до виртуального водоупора.

Потери на входе и на выходе:

$$\lambda = 0,44T_{cp} = 0,44 \cdot 50,87 = 22,39 \text{ м.} \quad (6.64)$$

6.11 Обоснование надёжности и безопасности бетонной плотины

6.11.1 Определение основных нагрузок на плотину

Вес 1 п.м. водосливной части плотины:

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot \rho_б}{b + \delta_б} = \frac{630 \cdot 14 \cdot 9,81 \cdot 2400}{14 + 3} = 12215 \text{ кН/м,} \quad (6.65)$$

где $S_{пл}$ – площадь поперечного сечения плотины;
 b – ширина пролёта;
 $\delta_б$ – толщина быка;
 $\rho_б$ – плотность бетона;

Вес быка и его центр тяжести определяется аналогично:

$$G_б = \frac{S_б \cdot g \cdot \delta_б \cdot \rho_б}{b + \delta_б} = \frac{1100 \cdot 9,81 \cdot 2,1 \cdot 2400}{14 + 3} = 4570 \text{ кН/м,} \quad (6.66)$$

где $S_б = 1100 \text{ м}^2$ – это площадь поперечного сечения быка;

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

$$Q_3 \approx 0,055f\sqrt{fg} \approx 0,055 \cdot 56 \cdot \sqrt{56} \cdot 9,81 = 226,11 \text{ кН}, \quad (6.67)$$

где f – площадь затвора.

$$f = (\nabla\Phi\text{ПУ} - \nabla\Gamma\text{В} + 0,5)b = (495 - 491,5 + 0,5) \cdot 14 = 56 \text{ м}^2, \quad (6.68)$$

Вес затвора приводят к 1 п.м. длины секции:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_B} = \frac{226,11}{14 + 3} = 13,3 \text{ кН}. \quad (6.69)$$

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:
Со стороны верхнего бьефа:

$$W_{\text{вб}} = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 38,1^2}{2} = 7120,14 \text{ кН}; \quad (6.70)$$

где $h_1 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{под} = 494 - 455,9 = 38,1 \text{ м}; \quad (6.71)$

Со стороны нижнего бьефа:

$$W_{\text{нб}} = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 7,5^2}{2} = 275,9 \text{ кН}; \quad (6.72)$$

где $h_2 = \nabla\text{УНБ}_{\text{мин}} - \nabla\text{под} = 463,4 - 455,9 = 7,5 \text{ м}. \quad (6.73)$

Силу взвешивающего давления определяют по формуле:

$$W_{\text{взв}} = S_{\text{эп}} \cdot \rho_w \cdot g = 92,45 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 906,93 \text{ кН}. \quad (6.74)$$

Фильтрационное давление, действующее на подошву:

$$W_{\text{ф}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 46,73 = 458,42 \text{ кН}. \quad (6.75)$$

Равнодействующая волнового давления может быть определена по формуле А.Л. Можевитинова:

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (6.76)$$

где $h_{1\%} = 1,035 \text{ м}$ – высота волны 1% обеспеченности,
 $\bar{\lambda} = 7,83 \text{ м}$ – средняя длина волны.

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 1,035 \cdot \left(\frac{7,83}{3,14} + \frac{0,43}{2} \right) = 13,75 \text{ кН},$$

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 1,035^2}{7,83} = 0,43 \text{ м.} \quad (6.77)$$

Линия действия равнодействующей $W_{\text{волн}}$ находится ниже ∇ НПУ на величину:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{7,83}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 1,035 = 0,86 \text{ м.} \quad (6.78)$$

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

Давление наносов на вертикальную грань можно определить по формуле:

$$p_n = \gamma_n h_n \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_n}{2} \right) = 10 \cdot 2 \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 9,8 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (6.79)$$

где γ_n – удельный вес наносов во взвешенном состоянии (10 кН/м^3);

h_n – толщина слоя наносов (2м);

φ_n – угол внутреннего трения наносов 20° .

$$E_n = \frac{p_n h_n}{2} = \frac{9,8 \cdot 2}{2} = 9,8 \text{ кН.} \quad (6.80)$$

Активное давление грунта основания со стороны верхнего бьефа определяется следующим образом:

$$p'_{\text{гр}} = (\gamma_n \cdot h_n + \gamma_B \cdot \delta_{\text{пюн}}) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot \operatorname{tg} \left(45^\circ - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right), \quad (6.81)$$

где $\varphi_{\text{гр}} = 30^\circ$ – угол внутреннего трения скального грунта.

$c = 0$ – сцепление грунта.

$$p'_{\text{гр}} = (10 \cdot 2 + 24 \cdot 1,2) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{30}{2} \right) = 16,3 \text{ кПа.}$$

В точке на нижней границе слоя грунта толщиной $h_{\text{гр}}$, где действуют и вес наносов, и вес грунта, и вес понура давление равняется:

$$p''_{гр} = (\gamma_H \cdot h_H + \gamma_{гр}^{взв} \cdot h_{гр} + \gamma_B \cdot h_B) \cdot tg^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right), \quad (6.82)$$

Удельный вес взвешенного грунта $\gamma_{гр}^{взв}$ равняется:

$$\gamma_{гр}^{взв} = \gamma_{гр} - (1 - n_0) \cdot \gamma_w = 19 - (1 - 0,35) \cdot 10 = 12,5 \text{ кН/м}^3, \quad (6.85)$$

где $\gamma_{гр}$ – удельный вес сухого грунта;
 n_0 – пористость сухого грунта;
 γ_w – удельный вес воды.

$$p''_{гр} = (10 \cdot 2 + 12,5 \cdot 7,4 + 24 \cdot 1,2) \cdot tg^2 \left(45^\circ - \frac{30}{2} \right) = 47,1 \text{ кПа.}$$

$$E_{ав} = 16,73 \text{ кПа.}$$

6.12 Оценка 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.

В расчёте плотины принимаем сжимающие напряжения со знаком «−», растягивающие – со знаком «+».

Составляем таблицу 1.2, в которую вносим все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке. Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. В результате чего определяем напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности. Точки приложения равнодействующих всех сил рассчитаны с помощью программы AutoCAD.

В таблице 6.3 представлены нагрузки действующие на плотину.

Таблица 6.3 – Нагрузки, действующие на плотину.

Обозначение силы	γ_f	Направление силы	Основное сочетание нагрузок		
			Сила, кН/м	Плечо, м	Момент, кНм/м
Wвб	1,0	→	7120,14	12	85442
Wнб	1,0	←	275,90	2,5	690
Gб	0,95	↓	4417,79	5,6	24740
Gпл	0,95	↓	11088,67	1,5	16633
Wвзв	1,0	↑	906,93	0	0
Wф	1,0	↑	458,42	3	1375

Ен	1,2	→	11,76	7,76	91
Еа	1,2	→	20,08	1,29	26
Епр	1,0	↓	52,44	15	787
Wволн	1,0	→	13,75	35,7	491
qз	0,9	↓	11,97	7,5	90
Wвбпр	1,0	↓	2074,8	13	26972
Wнбпр	1,0	↓	7,00	15,5	109
		N	16287	M	17571

Расчет краевых напряжений на сокращенный состав нагрузок:

Для верховой грани:

Нормальное напряжение, действующее по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_d} + \frac{6 \sum M}{B_d^2} = -\frac{16287}{33} + \frac{6 \cdot 17571}{33^2} = -396,75 \text{ кПа/м}, \quad (6.83)$$

где B_d – ширина подошвы плотины, м.

Нормальное напряжение, действующее по вертикальной площадке:

$$\begin{aligned} \sigma_x^u &= \sigma_y^u m_u^2 - \gamma_w H_d^u (1 - m_u^2) = \\ &= -396,75 \cdot 0 - 10 \cdot 38,1(1 - 0) = -381 \text{ кПа/м}, \end{aligned} \quad (6.84)$$

Касательное напряжение:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w H_d^u + \sigma_y^u) m_u = 0 \text{ кПа/м}, \quad (6.85)$$

Главное минимальное сжимающее напряжение:

$$\begin{aligned} \sigma_1^u &= \sigma_y^u (1 + m_u^2) + \gamma_w H_d^u m_u^2 \\ &= -396,75 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 38,1 \cdot 0 = -396,5 \text{ кПа/м}, \end{aligned} \quad (6.86)$$

Главное максимальное сжимающее напряжение:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w H_d^u = -10 \cdot 38,1 = -381 \text{ кПа/м}, \quad (6.87)$$

Для низовой грани:

Нормальное напряжение, действующее по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_d} - \frac{6 \sum M}{B_d^2} = -\frac{16287}{33} - \frac{6 \cdot 17571}{33^2} = -590,4 \text{ кПа/м}, \quad (6.88)$$

Нормальное напряжение, действующее по вертикальной площадке:

$$\begin{aligned} \sigma_x^t &= \sigma_y^t m_t^2 - \gamma_w H_d^t (1 - m_t^2) \\ &= -590,4 \cdot 0,58^2 - 10 \cdot 7,5(1 - 0,58^2) = -248,4 \text{ кПа/м}, \end{aligned} \quad (6.89)$$

Касательное напряжение:

$$\begin{aligned}\tau_{xy}^t &= -(\gamma_w H_d^t + \sigma_y^t) m_t \\ &= -(10 \cdot 38,1 - 591,32) \cdot 0,58 = 298,91 \text{ кПа/м},\end{aligned}\quad (6.90)$$

Главное максимальное сжимающее напряжение:

$$\begin{aligned}\sigma_3^t &= \sigma_y^t(1 + m_t^2) + \gamma_w H_d^t m_t^2 \\ &= -590,4(1 + 0,58^2) + 10 \cdot 7,5 \cdot 0,58^2 = -763,7 \text{ кПа/м},\end{aligned}\quad (6.91)$$

Главное минимальное сжимающее напряжение:

$$\sigma_1^t = -\gamma_w H_d^t = -10 \cdot 7,5 = -75 \text{ кПа/м},\quad (6.92)$$

где N – нормальная сила, равная сумме проекций на нормаль к расчетному сечению всех сил, действующих на плотину выше расчетного сечения;

$\sum M$ – сумма моментов всех сил, приложенных к плотине, относительно середины расчетного сечения;

$B_d = 33$ ширина подошвы плотины;

$m_u = 0, m_t = 0,58$ – заложение верховой и низовой грани на уровне расчетного сечения;

H_d^u, H_d^t – напор над расчетным сечением со стороны верхнего и нижнего бьефов;

Результаты расчетов напряжений представлены в таблице 6.4:

Таблица 6.4 – Краевые напряжения, действующие на плотину

Напорная грань		Низовая грань	
σ_y^u	-396,7	σ_y^t	-590,4
σ_x^u	-381	σ_x^t	-248,4
τ_{xy}^u	0	τ_{xy}^t	298,9
σ_3^u	-381	σ_3^t	-763,7
σ_1^u	-396,7	σ_1^t	-75

6.13 Критерии прочности плотины и ее основания

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

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b,$$

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

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

γ_{cd} – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая $\gamma_{cd} = 1$;

$$R_b \geq \frac{\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3|}{\gamma_{cd}}$$

$$R_b \geq \frac{1,2 \cdot 1 \cdot 763,7}{1} = 916,44 \text{ кН/м}^2. \quad (6.96)$$

Исходя из данного условия предварительно принимается класс бетона В5 с расчётным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 2800 \text{ кН/м}^2$.

$$2800 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 916,44 \text{ кН/м}^2.$$

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

$$\sigma'_y < 0,$$

$$- 396,7 \text{ кН/м}^2 < 0$$

В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u,$$

$$396,7 \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 38,1.$$

$$396,7 \text{ кН/м}^2 \geq 95,25 \text{ кН/м}^2.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиями прочности.

6.14 Расчёт устойчивости плотины

В таблице 6.5 приведены нагрузки для расчета сдвига.

Таблица 6.5 – Нагрузки на плотину для расчета сдвига.

Нагрузка	γ_f	Сила, кН
Тв	1	7691,8

T _H	1	397,31
G _б	0,95	4876,24
G _{пл}	0,95	12341,21
W _{взв}	1	2575
W _ф	1	1577
E _a	1,2	27,96
q _з	0,9	11,97
W _{прВБ}	1	2074,8
W _{прНБ}	1	7
W _{прН}	1	52,44
W _{волн}	1	13,75
E _н	1,2	11,76

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

При поступательной форме сдвига плотина будет устойчива, при выполнении условия:

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n$$

где R - расчетное значение обобщенной несущей способности (силы, сопротивляющейся сдвигу):

$$R = (G_{пл} + G_{б} + q_{з} - W_{ф} - W_{вз} + W_{прВБ} + W_{прНБ}) \operatorname{tg} \varphi = (12341,21 + 4876,24 + 11,97 - 1577 - 2575 + 2074,8 + 7 \cdot 0,58) = 8823 \text{ кН/м}, \quad (6.97)$$

где $\operatorname{tg} \varphi = 0,58$ – внутреннее трение для грунта основания;

F – сдвигающая сила:

$$F = W_{вб} - W_{нб} + W_{волн} + E_{н} + E_{a} = 7691,82 - 397,31 + 13,75 + 11,76 + 27,96 = 7348 \text{ кН/м}. \quad (6.98)$$

Условия для обеспечения устойчивости плотины:

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n$$

$$\frac{8823 \cdot 1,0}{7348 \cdot 1,0} \geq \gamma_n$$

$$1,2 \geq 1,2$$

где $\gamma_n = 1,2$ – коэффициент надежности для
 $\gamma_c = 1,0$ – коэффициент условий работы;
 $\gamma_{lc} = 1,0$ – коэффициент сочетания нагрузок.

II класса соору

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

7 Охрана труда и противопожарная безопасность

7.1 Охрана труда

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций, территория и акватория, где они размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим нормам технологического проектирования гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций, трудового кодекса, санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию, государственным стандартам безопасности труда, правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, правилам устройства электроустановок, техническому регламенту пожарной безопасности и правилам противопожарного режима РФ и действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

Отступления от требований вышеперечисленных правил как при обслуживании действующего, так и вновь вводимого или реконструируемого оборудования не допускаются, за исключением введения новых нормативных актов по охране труда. Основными задачами в области охраны труда, техники безопасности при эксплуатации оборудования и сооружений ГЭС является создание безопасных условий труда, обучение персонала безопасным приемам работ, приема оказания первой помощи при несчастных случаях, выявление и устранение причин производственного травматизма, повышение культуры производства, разработка и осуществление организационно-технических санитарно-гигиенических мероприятий по предупреждению, а также снижению производственного травматизма и заболеваемости.

На ГЭС организацию работы по технике безопасности, охране труда должен осуществлять руководитель организации, руководители

подразделений и производственных участков. Названные лица, в соответствии со своими должностными инструкциями, обязаны обеспечить проведение организационных и технических мероприятий по созданию безопасных условий труда, инструктаж и обучение персонала безопасным методам работы и контроль выполнения правил техники безопасности.

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

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

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

При эксплуатации электроустановок ГЭС персонал и другие лица, занятые техническим обслуживанием электроустановок, проводящих в них оперативные переключения, организующих и выполняющих строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения, обязаны выполнять требования норм законодательства, введённых уполномоченными органами государственной власти правил по охране труда (правил безопасности), стандартов организации (инструкций) ГЭС.

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

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

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

- оформление наряда, распоряжения или перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдача разрешения на подготовку рабочего места и допуск к работе;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

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

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

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

7.2 Пожарная безопасность

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в правилах пожарной безопасности, утвержденных МЧС России. В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции или другое лицо, назначенное приказом.

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

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

Руководители структурных подразделений, ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

- обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность;

- обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;

- организовать пожарно-техническую подготовку подчиненного персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;

- обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;

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

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

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

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

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

Проверка знаний и инструкций по пожарной безопасности и конкретные требования по работе с персоналом определяются «Правилами организации работы персоналом на предприятиях и в учреждениях энергетического производства».

Все лица, поступающие работать на МБГЭС, либо приняты на временную работу, учащиеся студенты, проходящие производственную практику, должны пройти вводный инструктаж по пожарной безопасности.

На генераторах ГЭС устанавливаются защиты, которые автоматически с действием от защиты от внутренних повреждений обмоток статора размещают дренажные кольцевые трубопроводы, в которых выполнены отверстия со специальными насадками – дренажами – ось которых направлена в сторону обмотки. Следует отметить, что в приложении

срабатывании защиты или при длительной подаче воды происходит излишнее увлажнение изоляции, поэтому требуется высокая надёжность работы данных устройств.

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

7.3 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Верхне-Абаканской ГЭС

7.3.1 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СПот 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 инженерной защиты населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений. Создание водохранилища влечет за собой как правило необходимость в переселении жителей из зоны затопления.

5. Очистка от древесной и кустарниковой растительности. Очистка территории, отводимой под затопление, от древесной и кустарниковой растительности входит в комплекс мероприятий по санитарной подготовке территории затопления в целях обеспечения в водохранилище качества воды, соответствующего требованиям санитарных норм.

- Очистка от древесной и кустарниковой растительности подлежит территория сработки водохранилища от уровня воды или НПУ до максимальной сработки плюс 2 м ниже с оставлением пней не выше 50 см.

- Лесосводка и лесочистка обязательна также в пределах санитарных зон населенных пунктов.

- При лесочистке древесные и порубочные остатки, если они не могут быть использованы или вывезены, сжигаются на месте без оставления

недожогов. Водохранилища ГЭС Сибири размещены в лесопокрытых зонах, имеющих средний запас сырораствующего леса на береговой кромке до 200 м³/га лесопокрытой площади.

7.3.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Верхне-Абаканского 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 водного режима;
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 10 километров от ГЭС находится населенный пункт – посёлок Абаза, согласно СПот 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 и физических факторов.

Также, согласно СПот 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения» требуется выполнение мероприятий по качеству воды реки Абакан от сбросов воды ниже по течению реки.

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

1. Организационные – получение нормативно-разрешительной документации в области охраны окружающей среды
- 1.1. Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов НДС веществ и микроорганизмов в водные объекты;

1.2. Получение разрешения на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;

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

1.4. Разработка и утверждение проектанормативов предельно-допустимых выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух (ПДВ);

1.5. Получение разрешения на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;

1.6. Разработка и утверждение проектанормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР). Санитарно-технические мероприятия:

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. Соблюдение режима хозяйствования в водоохраной зоне;

2.7. Передача хозяйственно-бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;

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

2.9. Организация и проведение производственного экологического контроля.

2.10. Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ;

2.11. Организация и осуществление контроля качества сточных, дренажных и природных поверхностных вод. В соответствии со ст. 65 Водного кодекса РФ (Федеральный закон от 03.06.2006 № 74-ФЗ) водоохранная зона реки Большой Енисей составляет 200 м. Режим использования водоохранной зоны регламентирует выполнение следующих требований:

-Использование водного объекта для целей сброса сточных, в том числе дренажных, вод должно осуществляться на основании Решения о предоставлении водного объекта в пользование, зарегистрированного в государственном водном реестре.

-Водопользователи при использовании водных объектов обязаны вести в установленном порядке учет объема сброса сточных, в том числе дренажных, вод, их качества, регулярно наблюдения заводными объектами и их водоохранными зонами, а также бесплатно и в установленные сроки предоставлять результаты такого учета и таких регулярных наблюдений в

уполномоченный Правительством Российской Федерации федеральный орган исполнительной власти.

- Водопользователи при использовании водных объектов обязаны не допускать нарушения прав других собственников водных объектов, водопользователей, а также причинение вреда окружающей среде.

- Сброс в водные объекты и захоронение в них отходов производства и потребления запрещаются.

- Сброс в водные объекты сточных вод, содержание в которых опасных для здоровья человека веществ соединений превышает нормативы допустимого воздействия на водные объекты, запрещается.

- Количество веществ микроорганизмов, содержащихся в сбросах сточных, в том числе дренажных, вод в водные объекты, не должно превышать установленные нормативы допустимого воздействия на водные объекты.

7.3.3 Отходы, образующиеся при строительстве

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

1. Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho \quad (7.1)$$

где N - объем бетонных работ, м³ (210000 м³);
q - удельный норматив образования, (=1,8);
ρ - плотность бетона, т/м³ (=2,5 т/м³).

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{210000 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 9450 \text{ т.}$$

Таким образом в результате строительства будет образовано 9450 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме).

7.3.4 Воздействия на природную среду в строительный период

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 очистка территории.

- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства.
- опасности риска для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС.

В соответствии с требованиями СПот01.07.1985№3907-85

«Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить очистку территории от остатков строений и мусора.

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:

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

План мероприятий по охране окружающей среды представлен в приложении Ж.

8 Технико-экономические показатели

8.1 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

8.1.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования. В таблице 8.1 приведены данные по оценке объёмов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации.

Таблица 8.1 – Оценка объёмов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта			
		2023	2024	2025	2026
Установленная мощность	МВт	33	33	33	33
Число часов использования установленной мощности	Часы	4000	4000	4000	4000
Выработка электроэнергии	МВт·ч	132000	132000	132000	132000
Расход электроэнергии	%	1	1	1	1

насобственные нужды					
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	132	132	132	132
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	131868	131868	131868	131868
Тариф на электроэнергию	руб/МВт·ч	1110	1143	1175	1206
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	146,37	150,7	154,94	159,03
НДС к выручке	млн.руб	24,39	25,12	25,82	26,5

Вывод: За счет изменения тарифа на электроэнергию можно наблюдать рост выручки за исследуемый период, при этом объемы реализации не изменились.

8.1.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО «РусГидро» от 08.02.2016 №92 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2016-2041 гг.) с учетом реализованной электроэнергии.

Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный горизонт планирования всеми структурными подразделениями ОАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ОАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗООАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, а также условий и допущений, необходимых для подготовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов на среднесрочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами, это денежные средства, необходимые для организации производственного процесса и создания продукции, работ или услуг.

Себестоимость продукции непосредственно зависит от текущих расходов предприятия, так как характеризует величину затрат, приходящихся на единицу продукции. Очевидно, что все факторы, влияющие на формирование расходов, оказывают непосредственное влияние и на себестоимость продукции.

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 определяются по каждому виду актива, в соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств и незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости): 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 гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	8,420
Прочие	274,0	9,04
Итого по ГЭС		17,46

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в процентах, представлены в таблице 8.3.

Таблице 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Установленная мощность (МВт)	Этапы жизненного цикла проекта (лет)			
	от 1 до 5	от 6 до 15	от 16 до 25	свыше 25
от 25 МВт до 99 МВт	0,120%	0,170%	0,300%	0,400%

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

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма,
--------------	--------	--------

		млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38тыс.руб/М Вт	0,446
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097тыс.руб/ МВт·ч	0,312
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318тыс.руб/ МВт·ч	0,09
Итого		0,850

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта			
	2023	2024	2025	2026
Амортизационные отчисления, млн.руб.	44,96	84,13	134,6	134,6
Расходы на страхование, млн.руб.	5,23	9,09	13,6	13,6
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	17,46	17,46	17,46	17,46
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	6,35	10,35	14,62	13,26
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	0,850	0,850	0,850	0,850
Налог на воду, млн.руб.	1,36	1,36	1,36	1,36
Итого, млн.руб.	56,56	110,03	182,56	181,65

В конечном итоге видно, что большую часть текущих затрат составляют эксплуатационные затраты и амортизационные отчисления. Каждый показатель увеличивается с течением времени.

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



Рисунок 8.1– Структура текущих затрат по гидроузлу, %

8.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является конечным финансовым результатом от продажи электроэнергии генерирующей компании и в общем виде представляет разницу между ценой продукции и её себестоимостью.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.6.

Таблица 8.6 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта			
	2023	2024	2025	2026
Выручка (нетто), млн.руб.	288,30	295,85	302,93	310,06
Текущие расходы, млн.руб.	181,65	180,03	178,41	176,79
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	286,94	294,49	301,56	308,69
ЕВИТ(прибыль до налогообложения), млн.руб.	64,57	75,09	85,13	95,22
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	12,91	15,02	17,02	19,04

NORAT (чистая прибыль), млн.руб.	51,65	60,07	68,1	76,18
Ставка налога на прибыль,%	20,00	20,00	20,00	20,00

Вывод: по мере увеличения выработки электроэнергии растёт объем чистой прибыли, который в свою очередь зависит от объёма валовой прибыли и величины налогов, что показано на рисунке 8.2:

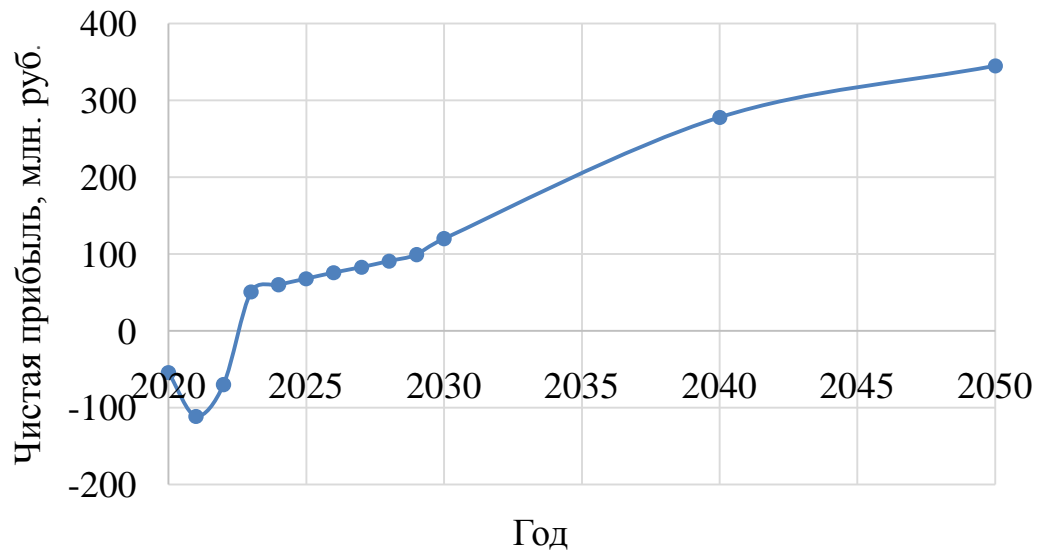


Рисунок 8.2 – Изменение суммы прибыли/убытков по проекту, млн. руб

Так как в начале строительства Верхне-Абаканской ГЭС электроэнергия и мощность не вырабатываются, происходит отток денежных средств с 2020 по 2023 года.

Убытки начинают уменьшаться с середины 2023 года, так как начинается производство электроэнергии и мощности и строительство начинает окупаться.

При анализе денежных потоков, можно построить наглядный график Cash-Flow.

На рисунке 8.3 представлен график Cash-Flow с указанием укрупненных



этапов установки оборудования станции.

Рисунок 8.3 – График Cash-Flow

Период установки оборудования составляет около 2,5 лет. Ориентированность графика в отрицательную сторону связана с высокими капиталовложениями, а также негативное влияние оказывают высокое налогообложение и небольшое число часов использования установленной мощности.

8.3 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 08.02.2016 №92 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2016-2041 гг.»)

8.3.1 Методология, исходные данные

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

1. Чистый, дисконтированный доход
2. Индекс прибыльности
3. Срок окупаемости
4. И т.д.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

а) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

б) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

в) Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 08.02.2016 №92 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2016-2041 гг.»

Расчёты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

- 1) Период прогнозирования для Верхне-Абаканской ГЭС составляет 30 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.
- 2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2016 года.
- 3) Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

8.3.2 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Показатели эффективности реализации проекта «Верхне-Абаканской ГЭС на реке Абакан»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,60
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	139
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	10,33
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,01
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	11,66
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт·ч	0,049(в 2031 г)
Удельные капиталовложения, долл/Квт	1730,8

8.3.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений величина которых показана в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2025	2026	2027	2028
В федеральный бюджет, млн.Рублей	0,1	0,45	1,49	13,3
В региональный бюджет, млн.Рублей	7,9	15,66	27,32	25,06
Итого налоговых поступлений, млн.Рублей	8,02	16,12	28,82	38,37

Вывод: Так как от реализации электроэнергии повышается выручка, повышаются и налоговые поступления.

8.4 Анализ чувствительности

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности - метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины прогнозного тарифа к изменениям:

- а) Ставки налогов;
- б) Цена сбыта;
- в) Ставка дисконтирования;

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно.

На рисунках 8.4, 8.5, 8.6 представлены график изменений PI в зависимости от изменения ставки налогов, график зависимости сумма PI от в зависимости от изменения цены сбыта, график зависимости сумма PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования соответственно.

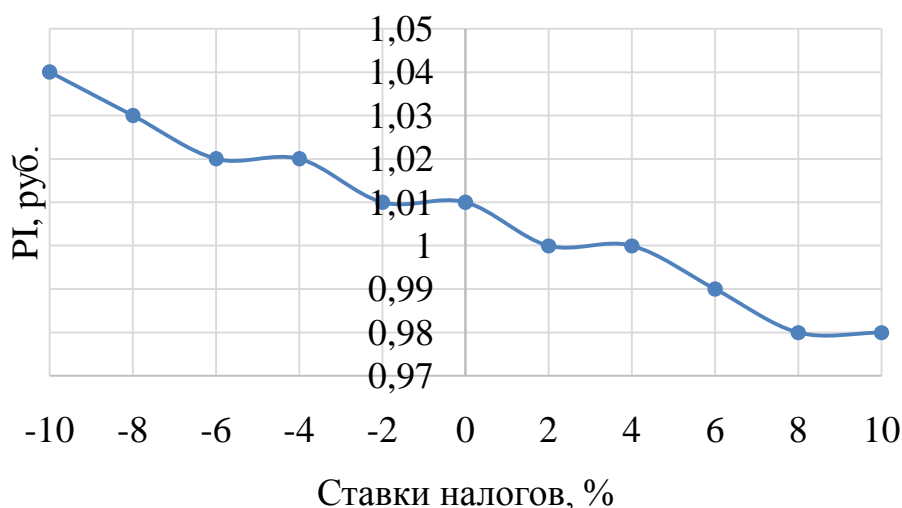


Рисунок 8.4 -Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов

Вывод: С увеличением ставки налогов, PI уменьшается.

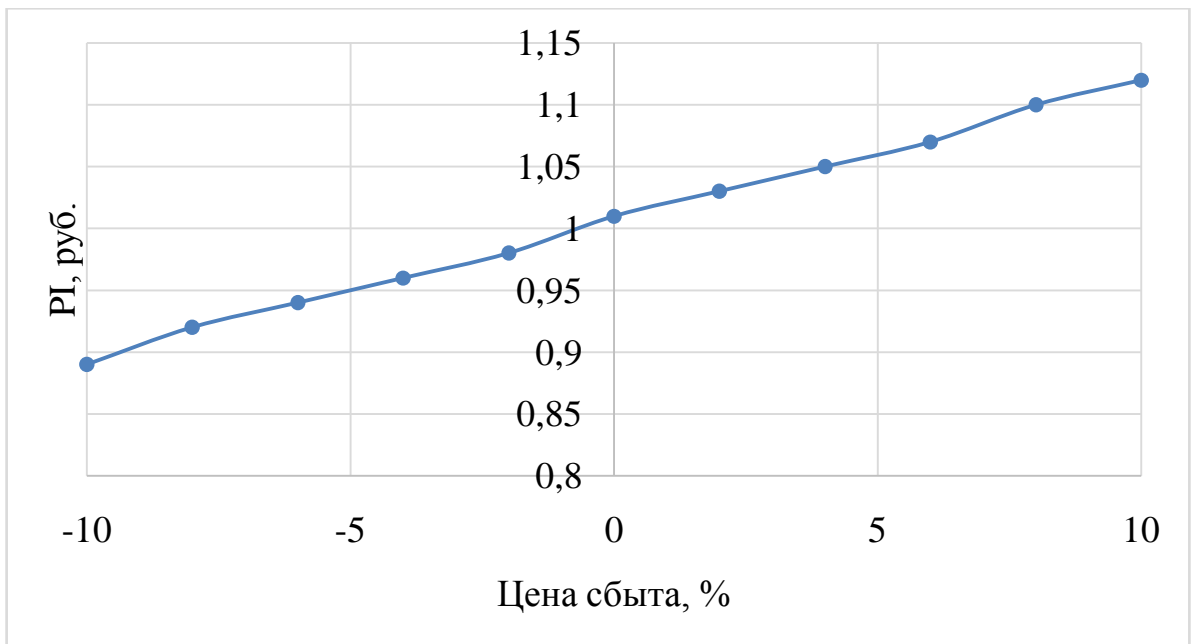


Рисунок 8.5 -Сумма PI от в зависимости от изменения цены сбыта

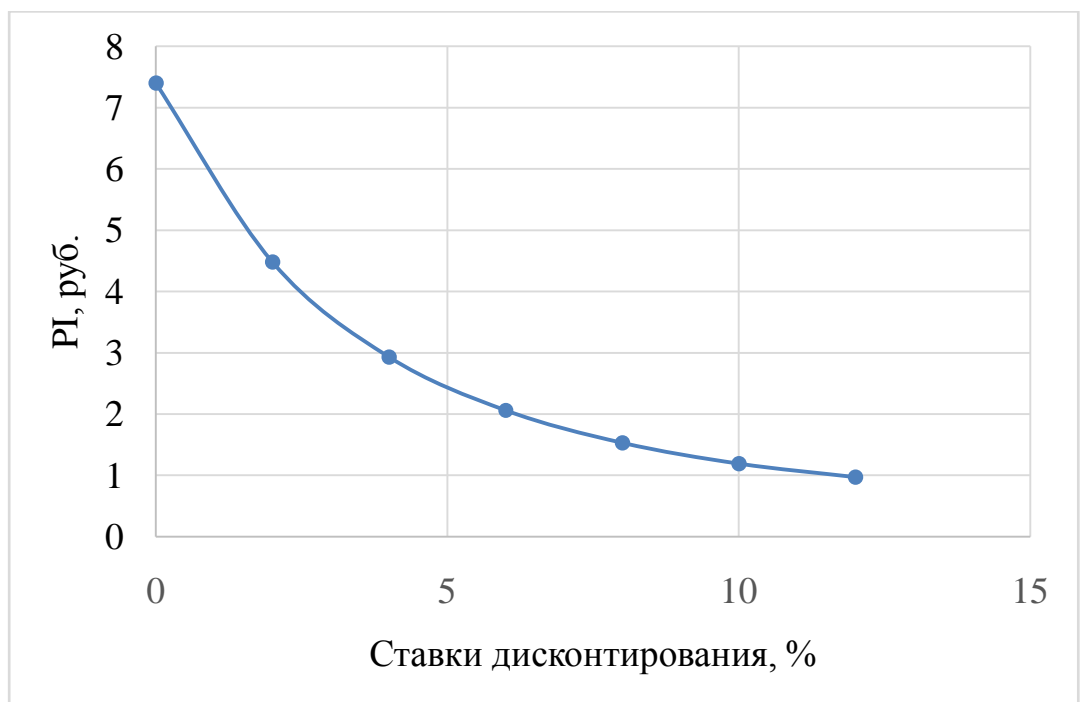


Рисунок 4.3-Сумма PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Вывод: С увеличением ставки дисконтирования, PI уменьшается.

9 Безопасность высотных работ на объектах гидроэнергетики

9.1 Высотные работы

Безопасность высотных работ на объектах гидроэнергетики обеспечивается правилами об охране труда при работе на высоте. Правила по охране труда при работе на высоте (далее - Правила) устанавливают государственные нормативные требования по охране труда и регулируют порядок действий работодателя и работника при организации и проведении работ на высоте.

К работам на высоте относятся работы, при которых:

а) существуют риски, связанные с возможным падением работника с высоты 1,8 м и более, в том числе:

- при осуществлении работником подъема на высоту более 5 м, или спуска с высоты более 5 м по лестнице, угол наклона которой к горизонтальной поверхности составляет более 75°;

- при проведении работ на площадках на расстоянии ближе 2 м от неогражденных перепадов по высоте более 1,8 м, а также, если высота защитного ограждения этих площадок менее 1,1 м;

б) существуют риски, связанные с возможным падением работника с высоты менее 1,8 м, если работа проводится над машинами или механизмами, поверхностью жидкости или сыпучих мелкодисперсных материалов, выступающими предметами.

9.2 Требования к работникам при работе на высоте

Требования к работникам при работе на высоте:

1) К работе на высоте допускаются лица, достигшие возраста восемнадцати лет.

2) Работники, выполняющие работы на высоте, в соответствии с действующим законодательством должны проходить обязательные предварительные (при поступлении на работу) и периодические медицинские осмотры.

3) Работники, выполняющие работы на высоте, должны иметь квалификацию, соответствующую характеру выполняемых работ. Уровень квалификации подтверждается документом о профессиональном образовании (обучении) и (или) о квалификации.

4) Работники допускаются к работе на высоте после проведения:

а) обучения и проверки знаний требований охраны труда ;

б) обучения безопасным методам и приемам выполнения работ на высоте.

5) Работодатель (уполномоченное им лицо) обязан организовать до начала проведения работы на высоте обучение безопасным методам и приемам выполнения работ на высоте работников:

- а) допускаемых к работам на высоте впервые;
- б) переводимых с других работ, если указанные работники ранее не проходили соответствующего обучения;
- в) имеющих перерыв в работе на высоте более одного года.

Работникам, выполняющим работы на высоте с применением средств подмащивания, а также на площадках с защитными ограждениями высотой 1,1 м и более, и успешно прошедшим проверку знаний и приобретенных навыков по результатам проведения обучения безопасным методам и приемам выполнения работ на высоте, выдается удостоверение о допуске к работам на высоте, рекомендуемый образец которого представлен ниже:

Лицевая сторона удостоверения о допуске к работам на высоте представлена на рисунке 9.1.

наименование организации, выдавшей удостоверение	
УДОСТОВЕРЕНИЕ № _____	
Фото 3 x 4	Фамилия Имя Отчество _____ (профессия, должность) _____ (организация)
	Дата выдачи _____ 20__ г. Действительно до _____ 20__ г. Личная _____ подпись _____

Рисунок 9.1 - Лицевая сторона удостоверения о допуске к работам на высоте

Оборотная сторона удостоверения представлена на рисунке 9.2:

Прошел(ла) обучение безопасным методам и приемам выполнения работ на высоте	
Решением аттестационной комиссии	
может быть допущен(а) к работе _____ _____ (наименование работы)	
Основание: протокол № _____ от _____ 20__ г.	
Руководитель организации, выдавшей удостоверение _____ (подпись) (фамилия, инициалы)	
М.П.	

Рисунок 9.2 - Обратная сторона удостоверения

Работники, допускаемые к работам без применения средств подмащивания, выполняемые на высоте 5 м и более, а также выполняемым на расстоянии менее 2 м от неогражденных перепадов по высоте более 5 м на площадках при отсутствии защитных ограждений либо при высоте защитных ограждений, составляющей менее 1,1 м, а также работники, организующие проведение технико-технологических или организационных мероприятий при указанных работах на высоте, делятся на следующие 3 группы по безопасности работ на высоте (далее - группы):

1 группа - работники, допускаемые к работам в составе бригады или под непосредственным контролем работника, назначенного приказом работодателя (далее - работники 1 группы);

2 группа - мастера, бригадиры, руководители стажировки, а также работники, назначаемые по наряду-допуску ответственными исполнителями работ на высоте (далее - работники 2 группы);

3 группа - работники, назначаемые работодателем ответственными за организацию и безопасное проведение работ на высоте, а также за проведение инструктажей, составление плана мероприятий по эвакуации и спасению работников при возникновении аварийной ситуации и при проведении спасательных работ; работники, проводящие обслуживание и периодический осмотр средств индивидуальной защиты (далее - СИЗ); работники, выдающие наряды-допуски; ответственные руководители работ на высоте, выполняемых по наряду-допуску; должностные лица, в полномочия которых входит утверждение плана производства работ на высоте (далее - работники 3 группы).

К работникам 3 группы относятся также специалисты, проводящие обучение работам на высоте, а также члены аттестационных комиссий организаций, проводящих обучение безопасным методам и приемам выполнения работ на высоте, и работодателей.

Периодическое обучение работников 1 и 2 групп безопасным методам и приемам выполнения работ на высоте осуществляется не реже 1 раза в 3 года. Периодическое обучение работников 3 группы безопасным методам и приемам выполнения работ на высоте осуществляется не реже 1 раза в 5 лет.

Обучение безопасным методам и приемам выполнения работ на высоте завершается экзаменом. Экзамен проводится аттестационными комиссиями, создаваемыми приказом руководителя организации, проводящей обучение безопасным методам и приемам выполнения работ на высоте. Состав аттестационных комиссий формируется из преподавателей и специалистов, прошедших соответствующую подготовку и аттестацию (работники 3 группы).

Работникам, успешно сдавшим экзамен, выдаются удостоверение о допуске к работам на высоте, рекомендуемый образец которого представлен ниже.

Лицевая сторона удостоверения о допуске к работам на высоте представлена на рисунке 9.3:

наименование организации, выдавшей удостоверение	
УДОСТОВЕРЕНИЕ № _____	
Фото 3 x 4	Фамилия _____
	Имя _____
	Отчество (при наличии) _____
	(профессия, должность)
(организация)	
	Дата выдачи _____ 20__ г.
	Действительно до _____ 20__ г.
	Личная _____ подпись

Рисунок 9.3 - Лицевая сторона удостоверения о допуске к работам на высоте

Оборотная сторона удостоверения представлена на рисунке 9.4:

Прошел(ла):	
- обучение безопасным методам и приемам выполнения работ без применения инвентарных лесов и подмостей, с применением систем канатного доступа;	
- стажировку _____ продолжительностью _____	
количество рабочих дней (смен)	
Решением аттестационной комиссии	
может быть допущен(а) к работе _____	
(наименование работы)	
_____ группа по безопасности работ на высоте.	
Руководитель организации, выдавшей удостоверение _____	
(подпись)	(фамилия, инициалы)
М.П.	

Рисунок 9.4 - Оборотная сторона удостоверения

9.3 Обеспечение безопасности высотных работ

1) Работодатель для обеспечения безопасности работников должен по возможности исключить работы на высоте. При невозможности исключения работ на высоте работодатель должен обеспечить использование

инвентарных лесов, подмостей, устройств и средств подмащивания, применение подъемников (вышек), строительных фасадных подъемников, подвесных лесов, люлек, машин или механизмов, а также средств коллективной и индивидуальной защиты.

2) Работодатель до начала выполнения работ на высоте должен организовать проведение технико-технологических и организационных мероприятий:

а) технико-технологические мероприятия, включающие в себя разработку и выполнение плана производства работ на высоте (далее - ППР на высоте), выполняемых на рабочих местах с меняющимися по высоте рабочими зонами (далее - нестационарные рабочие места), или разработку и утверждение технологических карт на производство работ; ограждение места производства работ, вывешивание предупреждающих и предписывающих плакатов (знаков), использование средств коллективной и индивидуальной защиты;

б) организационные мероприятия, включающие в себя назначение лиц, ответственных за организацию и безопасное проведение работ на высоте, за выдачу наряда-допуска, составление плана мероприятий по эвакуации и спасению работников при возникновении аварийной ситуации и при проведении спасательных работ, а также проводящих обслуживание и периодический осмотр СИЗ.

3) Не допускается выполнение работ на высоте:

а) в открытых местах при скорости воздушного потока (ветра) 15 м/с и более;

б) при грозе или тумане, исключающем видимость в пределах фронта работ, а также при гололеде с обледенелых конструкций и в случаях нарастания стенки гололеда на проводах, оборудовании, инженерных конструкциях (в том числе опорах линий электропередачи), деревьях;

в) при монтаже (демонтаже) конструкций с большой парусностью при скорости ветра 10 м/с и более.

4) Должностное лицо, ответственное за организацию и безопасное проведение работ на высоте, обязано:

а) организовать разработку документации по охране труда при работах на высоте; плана мероприятий по эвакуации и спасению работников при возникновении аварийной ситуации и при проведении спасательных работ; разработку и введение в действие технологических карт на производство работ на высоте для стационарных рабочих мест; утверждение ППР на высоте для нестационарных рабочих мест; оформление нарядов-допусков;

б) организовывать выдачу средств коллективной и индивидуальной защиты в соответствии с указаниями эксплуатационной документации изготовителя, а также обеспечить своевременность их обслуживания, периодическую проверку, браковку;

в) организовать обучение работников безопасным методам и приемам выполнения работ на высоте, проведение соответствующих инструктажей по охране труда;

г) вести личные книжки учета работ на высоте.

9.3.1 Акт-допуск

В случае, когда компания нанимает стороннюю организацию для выполнения каких-либо работ на ее территории, предварительно составляется пакет документов. В него входит и акт допуска на производство работ, который, как правило, является приложением к договору.

Акт допуска – это документ, который составляется между сторонами договора, в случае, когда одна из них будет выполнять какие-либо работы для другой стороны.

Это документ обладающей юридической силой, но составляющейся только как дополнение к основным документам. В частности, к договору на выполнение работ или договору подряда с частным лицом.

В законодательстве нет четкого понятия этого определения, оно встречается только в нормативных документах, касающихся производства работ в определенных областях, например, строительно-монтажных, высотных и электромонтажных работах.

Содержание акта допуска:

В акте допуска должна быть отражена следующая информация:

- 1) Описание работы, которую должен выполнить подрядчик;
- 2) Время выполнения этой работы;
- 3) Какие мероприятия будут произведены при выполнении работы для достижения конечного результата;
- 4) Правила охраны труда при выполнении обязательств. Здесь прописываются обязанности сторон, которые они должны выполнить, в том числе и до начала работы, чтобы обеспечить безопасность труда.

Акт составляется и подписывается в 2 экземплярах, если в законодательстве не указано иное. Например, акт-допуск для производства строительно-монтажных работ в случае производства работ на действующем объекте составляется в 3 экземплярах, это установлено Инструкцией по производству работ повышенной опасности.

9.3.2 План производства работ (ППР)

1. В план производства работ на высоте (далее – ППР на высоте) определяются и указываются:

- а) первоочередное устройство постоянных ограждающих конструкций;
- б) временные ограждающие устройства;

в) используемые средства подмащивания, в том числе лестницы, стремянки, настилы, туры, леса;

г) используемые грузоподъемные механизмы, люльки подъемников (вышек);

д) системы обеспечения безопасности работ на высоте и входящая в них номенклатура устройств, приспособлений и средств индивидуальной и коллективной защиты работников от падения с высоты и потребность в них;

е) номенклатура средств по защите работников от выявленных при оценке условий труда опасных и вредных условий труда – шума, вибрации, воздействия других опасных факторов, а также вредных веществ в воздухе рабочей зоны;

ж) места и способы крепления систем обеспечения безопасности работ на высоте;

з) пути и средства подъема работников к рабочим местам или местам производства работ;

и) средства освещения рабочих мест, проходов и проездов, а также средства сигнализации и связи;

к) требования по организации рабочих мест с применением технических средств безопасности и первичных средств пожаротушения;

л) требования по санитарно-бытовому обслуживанию работников.

2. В ППР на высоте отражаются требования по:

а) обеспечению монтажной технологичности конструкций и оборудования;

б) снижению объемов и трудоемкости работ, выполняемых в условиях производственной опасности;

в) безопасному размещению машин и механизмов;

г) организации рабочих мест с применением технических средств безопасности.

3. В целях предупреждения опасности падения конструкций, изделий или материалов с высоты при перемещении их грузоподъемным краном или при потере устойчивости в процессе их монтажа или складирования в ППР на высоте указываются:

а) средства контейнеризации и тара для перемещения штучных и сыпучих материалов, бетона и раствора с учетом характера перемещаемого груза и удобства подачи его к месту работ;

б) способы строповки, обеспечивающие подачу элементов в положение, соответствующее или близкое к проектному;

в) приспособления (пирамиды, кассеты) для устойчивого хранения элементов конструкций;

г) порядок и способы складирования изделий, материалов, оборудования;

д) способы окончательного закрепления конструкций;

е) способы временного закрепления разбираемых элементов при демонтаже конструкций зданий и сооружений;

ж) способы удаления отходов и мусора;
з) защитные перекрытия (настилы) или козырьки при выполнении работ по одной вертикали.

4. В ППР на высоте с применением машин (механизмов) предусматриваются:

- а) выбор типов, места установки и режима работы машин (механизмов);
- б) способы, средства защиты машиниста и работающих вблизи людей от действия вредных и опасных производственных факторов;
- в) величины ограничения пути движения или угла поворота машины;
- г) средства связи машиниста с работающими (звуковая сигнализация, радио- и телефонная связь);
- д) особые условия установки машины в опасной зоне.

5. Для обеспечения защиты от поражения электрическим током в ППР на высоте включаются:

- а) указания по выбору трасс и определению напряжения временных силовых и осветительных электросетей, ограждению токоведущих частей и расположению вводно-распределительных систем и приборов;
- б) указания по заземлению металлических частей электрооборудования и исполнению заземляющих контуров;
- в) дополнительные защитные мероприятия при производстве работ с повышенной опасностью и особо опасных работ.

6. В ППР на высоте предусматривают дополнительные мероприятия, выполняемые при совмещенных работах, при работах в условиях работающего производства, вблизи сооружений, коммуникаций, работающих установок.

9.3.3 Наряд-допуск

Работы с повышенной опасностью в зонах постоянного действия опасных производственных факторов, возникновение которых не связано с характером выполняемых работ, должны выполняться по наряду-допуску.

Наряд-допуск – это задание на производство работы, оформленное на специальном бланке установленной формы и определяющее содержание, место работы, время ее начала и окончания, условия безопасного проведения, состав бригады и работников, ответственных за безопасное выполнение работы.

К наряду-допуску могут, при необходимости, прилагаться эскизы защитных устройств и приспособлений, схемы расстановки постов оцепления, установки предупредительных знаков и пр.

Работодатель до начала выполнения работ на высоте должен утвердить перечень работ на высоте, выполняемых с оформлением наряда-допуска. Рекомендуемый Образец бланка наряда-допуска, предусмотрен приложением №3 к правилам охраны труда при работе на высоте.

9.4 Системы безопасности

Системы обеспечения безопасности работ на высоте, предусмотренные приложением № 12 к правилам по охране труда при работе на высоте, делятся на следующие виды, указанные в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Системы безопасности.

Графическая схема	Описание графической схемы
 <p>Графическая схема системы безопасности на высоте. На рисунке изображен рабочий на краю конструкции. 1 - пояс безопасности, 2 - открывающееся устройство, 3 - анкерная точка, 4 - строп, 5 - перепад высот.</p>	<p>Удерживающая система.</p> <p>Обозначения на схеме:</p> <p>1 – удерживающая привязь (пояс предохранительный безлямочный), охватывающая туловище человека и состоящая из отдельных деталей, которые в сочетании со стропами фиксируют работника на определенной высоте во время работы;</p> <p>2 – открывающееся устройство для соединения компонентов, которое позволяет работнику присоединять строп для того, чтобы соединить себя прямо или косвенно с опорой (далее - соединительный элемент (карабин));</p> <p>3 – анкерная точка крепления, к которой может быть прикреплено средство индивидуальной защиты после монтажа анкерного устройства или структурного анкера, закрепленного на длительное время к сооружению (зданию);</p> <p>4 – находящийся в натянутом состоянии строп регулируемой длины для удержания работника;</p> <p>5 – перепад высот более 1,8 м.</p> <p>Компоненты и элементы</p>

Графическая схема	Описание графической схемы
	<p>удерживающих систем должны выдерживать статическую нагрузку не менее 15 кН, а стропы, выполненные из синтетических материалов, не менее 22 кН.</p>

Продолжение таблицы 9.1

Графическая схема	Описание графической схемы
	<p>Система позиционирования позволяющая работнику работать с поддержкой, при которой падение предотвращается.</p> <p>Обозначения на схеме:</p> <p>1 – поясной ремень для поддержки тела, который охватывает тело за талию;</p> <p>2 – находящийся в натянутом состоянии строп регулируемой длины для рабочего позиционирования, используемый для соединения поясного ремня с анкерной точкой или конструкцией, охватывая ее, как средство опоры;</p> <p>3 – строп с амортизатором;</p> <p>4 – страховочную привязь.</p> <p>Поясной ремень системы позиционирования может входить как компонент в состав страховочной системы.</p> <p>Работник при использовании системы позиционирования должен быть всегда присоединен к страховочной системе. Подсоединение должно проводиться без какой-либо слабину в анкерных канатах или</p>

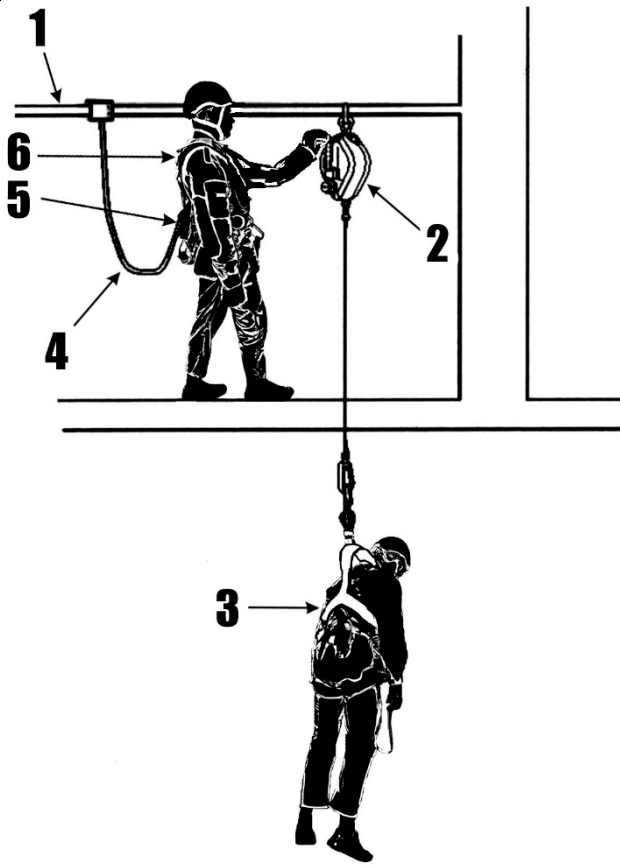
соединительных стропах.

Продолжение таблицы 9.1

Графическая схема	Описание графической схемы
	<p>Страховочная система, состоящая из страховочной привязи и подсистемы, присоединяемой для страховки.</p> <p>Обозначения на схеме:</p> <ul style="list-style-type: none">1 – структурный анкер на каждом конце анкерной линии;2 – анкерная линия из гибкого каната или троса между структурными анкерами, к которым можно крепить средство индивидуальной защиты;3 – строп;4 – амортизатор;5 – страховочная привязь (пояс предохранительный ляточный) как компонент страховочной системы для охвата тела человека с целью предотвращения от падения с высоты, который может включать соединительные стропы, пряжки и элементы, закрепленные соответствующим образом, для поддержки всего тела человека и для удержания тела во время падения и после него. <p>Подсоединение соединительно-амортизирующей подсистемы к</p>

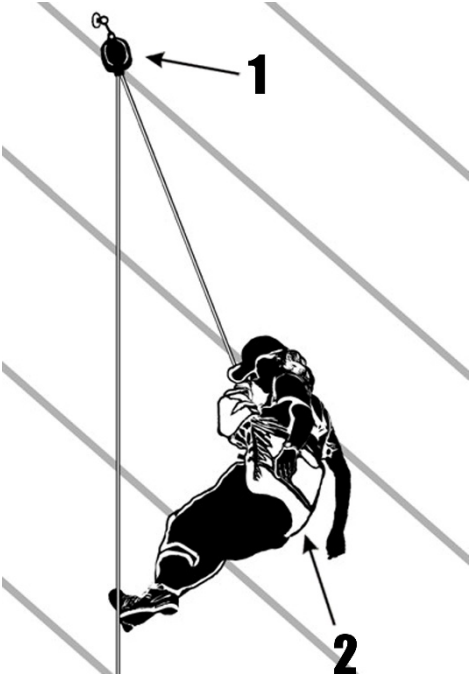
	<p>работнику осуществляется за элемент привязи, имеющий маркировку А.</p> <p>Подсоединение к точке, расположенной на спине и помеченной на схеме буквой А является предпочтительным, поскольку исключает возможность случайного ее отсоединения (отстегивания) самим работником и не создает помех при выполнении работ.</p>
--	--

Продолжение таблицы 9.1

Графическая схема	Описание графической схемы
	<p>Система спасения и эвакуации, использующая средства защиты втягивающего типа со встроенной лебедкой.</p> <p>Обозначения на схеме:</p> <p>1 – анкерная жесткая линия, допускающая одновременное закрепление систем спасения и эвакуации пострадавшего и страховочной системы работника, проводящего спасательные работы;</p> <p>2 – средства защиты втягивающего типа со встроенной лебедкой;</p> <p>3 – спасательная привязь, включающая лямки, фитинги, пряжки или другие элементы, подходящим образом расположенные и смонтированные, чтобы поддерживать тело человека в удобном положении для его спасения;</p> <p>4 – строп;</p> <p>5 – амортизатор;</p> <p>6 – страховочная привязь.</p> <p>В системе спасения и эвакуации кроме спасательных привязей могут использоваться</p>

Продолжение таблицы 9.1

Графическая схема	Описание графической схемы
	<p>Система спасения и эвакуации, использующая переносное временное анкерное устройство.</p> <p>Обозначения на схеме:</p> <ul style="list-style-type: none"> 1 – трипод; 2 – лебедка; 3 – спасательная привязь; 4 – страховочное устройство с автоматической функцией самоблокирования вытягивания стропа и автоматической возможностью вытягивания и возврата уже вытянутого стропа; 5 – амортизатор содержащийся во втягивающемся стропе (функция рассеивания энергии может выполняться самим страховочным устройством 4); 6 – страховочная привязь.

	<p>Система спасения и эвакуации, использующая индивидуальное спасательное устройство (ИСУ), предназначенное для спасения работника с высоты самостоятельно.</p> <p>Обозначения на схеме:</p> <p>1 – ИСУ, исключающее вращение и возможность свободного падения работника при спуске, а также внезапную остановку спуска и обеспечивающее автоматически скорость спуска, не превышающую 2 м/с;</p> <p>2 – спасательная петля класса В (возможно использование спасательной петли класса А).</p> <p>Изготовитель в эксплуатационной документации для ИСУ дополнительно указывает максимальную высоту для спуска.</p>
---	--

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры Верхне-Абаканского гидроузла на реке Абакан, являющимся сооружением II класса.

В ходе водно-энергетических расчетов была рассчитана установленная мощность, равная 33 МВт и среднемноголетняя выработка 133,5 млн. Квт·ч.

Было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

- максимальный – 29,3 м;
- расчетный – 27,6 м;
- минимальный – 26,4 м.

При выборе турбин рассматривалось два варианта ПЛ30а-В и ПЛ30б-В. По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с двумя гидротурбинами П30а-В-315.

По справочным данным для выбранной турбины с синхронной частотой вращения 214 об/мин был подобран серийный гидрогенератор ВГС 525/99-28 с номинальной активной мощностью 15 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с единичными блоками и принята схема распределительного устройства на 4 присоединений (2 единичных блока, 2 отходящих воздушных линий) ОРУ 220кВ – "Четырехугольник". По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы: ТДН–25000/220, трансформаторы общестанционных собственных нужд: ТСЗ–160/10/0,4, для ВЛЭП –сталеалюминевые провода марки АС 240/32.

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ. Компоновка гидроузла была принята русловая. Строительные расходы пропускаются через гребенку. Водосливная плотина принята бетонной. Бетонная левобережная плотина.

В состав сооружений входят:

–водосбросная бетонная плотина с поверхностным водосливом практического профиля – 34 м;

–станционная бетонная плотина – 30 м;

–бетонная левобережная – 221 м.

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

–ширина подошвы – 33 м;

–отметка подошвы водосливной плотины – 455,9 м;

–число водосливных отверстий – 2;

–отметка гребня – 495,65 м;

Для гашения кинетической энергии водного потока, пропускаемого через водосливную плотину, применяется водобойный колодец. Во избежание недопустимо больших напряжений, появляющихся при неравномерных осадках основания и при температурных деформациях, в различных частях тела бетонной плотины, она разделена на секции постоянными температурно-осадочными швами.

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основных нагрузках. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,2 для основных нагрузок (нормативное значение для сооружений II класса –1,2). Таким образом, плотина Верхне-Абаканского гидроузла отвечает требованиям надежности. При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Плотина отвечает всем требованиям, предусмотренными СНиП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГЭС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла. По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

–срок окупаемости –11 лет 7 месяцев;

–себестоимость – 0,049 руб/кВт·ч;

–удельные капиталовложения –1730,8 долл/кВт.

Таким образом, строительство Верхне-Абаканского гидроузла в настоящее время является актуальным.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Использование водной энергии: методические указания по выполнению курсового и дипломного проектирования / сост. Затева 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. Затева, 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: Стандартинформ, 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.skklad-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>

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчёты режимов по водотоку и по санитарному попуску.

Таблица А.1 – Таблица расчётов

месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
$Q_{\text{быт } 90\%}, \text{ м}^3/\text{с}$	5	7	5	26	150	137	79	64	56	52	30	11	
$\Sigma Q_{\text{потерь}}, \text{ м}^3/\text{с}$	1	1	1	3	3	2	3	1	3	3	2	1	
$Q_{\text{пол}}, \text{ м}^3/\text{с}$	4	6	5	24	147	135	76	63	52	49	29	10	
Работа по водотоку													
$Q_{\text{быт } 90\%}, \text{ м}^3/\text{с}$	5	7	5	26	150	137	79	64	56	52	30	11	
$Z_{\text{нпу}}, \text{ м}$	494	494	494	494	494	494	494	494	494	494	494	494	
$Z_{\text{нб}}, \text{ м}$	463	463	463	463	464	464	464	464	464	464	463	463	
$H, \text{ м}$	31	31	31	31	30	30	30	30	30	30	31	31	
Работа по ВХК													
$Q_{\text{ВХК}}, \text{ м}^3/\text{с}$	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	
$Z_{\text{нпу}}, \text{ м}$	494	494	494	494	494	494	494	494	494	494	494	494	
$Z_{\text{нб}}, \text{ м}$	464	464	464	464	464	464	464	464	464	464	464	464	
$H, \text{ м}$	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	
$N_{\text{быт}} - N_{\text{ВХК}}$	-10	-9	-9	-4	28	25	9	6	3	2	-3	-8	30

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчёты по сработке и наполнению водохранилища.

Таблица Б.1 – Расчёты режимов

Месяцы	Расходы									Объёмы					Отметки					Nгар	
	Q быт.	Q испар	Q лед.	Q фильт	Q полез	Q н б	Q вдхр	Q ГЭС	Q холос	Q ВХК	V нач.	IdV	V конеч	Z нач.	Z кон.	Z средн	Z НБ	Напор	Мощно		Вырабо
XI	30	0,15	1,10	0,46	29	40	11	40		40	4,338	0,029	4,309	494,00	493,89	493,95	463,55	30,30	11	7,6	по ВХК
XII	11	0,05	0,76	0,17	10	100	90	100		40	4,309	0,24	4,067	493,89	493,04	493,47	464,20	29,16	26	18,5	26
I	5	0,02	0,68	0,14	4	103	99	103		40	4,067	0,27	3,802	493,04	492,09	492,56	464,23	28,23	26	18,4	26
II	7	0,03	0,66	0,12	6	40	34	40		40	3,802	0,09	3,711	492,09	491,76	491,92	463,55	28,27	10	7,1	по ВХК
III	5	0,05	0,64	0,11	5	40	35	40		40	3,711	0,09	3,618	491,76	491,42	491,59	463,44	28,04	10	7,0	по ВХК
IV	26	0,26	1,62	0,63	24	40	16	40		40	3,618	0,04	3,575	491,42	491,27	491,34	463,45	27,79	10	7,0	по ВХК
V	150	1,50	-0,82	2,51	147	40	-109	38		40	3,575	-0,29	3,867	491,27	492,32	491,79	463,45	28,24	9	6,8	по ВХК
VI	137	1,37	-1,52	2,58	135	40	-97	38		40	3,867	-0,26	4,126	492,32	493,25	492,78	463,45	29,23	10	7,0	по ВХК
VII	79	0,79	-2,72	4,56	76	40	-41	35		40	4,126	-0,11	4,236	493,25	493,64	493,44	463,45	29,90	9	6,7	по ВХК
VIII	64	0,64	-1,65	1,52	63	40	-25	38		40	4,236	-0,07	4,303	493,64	493,88	493,76	463,45	30,21	10	7,4	по ВХК
IX	56	0,56	-0,75	3,41	52	40	-16	36		40	4,303	-0,04	4,346	493,88	494,03	493,95	463,55	30,30	10	7,0	по ВХК
X	52	0,26	2,00	1,14	49	40	-10	39		40	4,346	-0,03	4,373	494,03	494,12	494,07	463,55	30,42	10	7,5	по ВХК
-13																					

Продолжение приложения Б

Таблица Б.2 – Расчёты режимов

Месяцы	Расходы									Объёмы					Отметки					Nгар	
	Q быт.	Q испар	Q лед.	Q фильт	Q полез	Q н б	Q вдхр	Q ГЭС	Q холос	Q ВХК	V нач.	IdV	V конеч	Z нач.	Z кон.	Z средн	Z НБ	Напор	Мощно		Вырабо
XI	30	0,15	1,10	0,46	29	40	11	40		40	4,338	0,029	4,309	494,00	493,89	493,95	463,55	30,30	11	7,6	по ВХК
XII	11	0,05	0,76	0,17	10	105	95	105		40	4,309	0,25	4,054	493,89	492,99	493,44	464,25	29,09	27	19,4	27
I	5	0,02	0,68	0,14	4	111	107	111		40	4,054	0,29	3,768	492,99	491,96	492,48	464,30	28,07	27	19,7	27
II	7	0,03	0,66	0,12	6	40	34	40		40	3,768	0,09	3,676	491,96	491,63	491,80	463,55	28,15	10	7,1	по ВХК
III	5	0,05	0,64	0,11	5	40	35	40		40	3,676	0,09	3,583	491,63	491,30	491,46	463,44	27,92	10	7,0	по ВХК
IV	26	0,26	1,62	0,63	24	40	16	40		40	3,583	0,04	3,540	491,30	491,14	491,22	463,45	27,67	10	7,0	по ВХК
V	150	1,50	-0,82	2,51	147	40	-109	38		40	3,540	-0,29	3,832	491,14	492,19	491,67	463,45	28,12	9	6,7	по ВХК
VI	137	1,37	-1,52	2,58	135	40	-97	38		40	3,832	-0,26	4,092	492,19	493,12	492,66	463,45	29,10	10	7,0	по ВХК
VII	79	0,79	-2,72	4,56	76	40	-41	35		40	4,092	-0,11	4,201	493,12	493,52	493,32	463,45	29,77	9	6,7	по ВХК
VIII	64	0,64	-1,65	1,52	63	40	-25	38		40	4,201	-0,07	4,268	493,52	493,75	493,63	463,45	30,09	10	7,3	по ВХК
IX	56	0,56	-0,75	3,41	52	40	-16	36		40	4,268	-0,04	4,311	493,75	493,90	493,83	463,55	30,18	10	7,0	по ВХК
X	52	0,26	2,00	1,14	49	40	-10	39		40	4,311	-0,03	4,338	493,90	494,00	493,95	463,55	30,30	10	7,5	по ВХК

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Водно-энергетический расчет для среднегодового года

Таблица В.1 - Работа ГЭС поотметкам маловодного года.

Месяцы	Расходы							Объемы							Отметки						
	Q быт.	Q испар	Q лед.	Q фильт	Q полез.	Q н б	Q вдхр	Q ГЭС	Q холо	Q ВХК	V нач.	dV	V конечн	Z нач.	Z кон.	Z средня	Z НБ	Напор	Мощнос	Выработка	Nгар
XI	33	0,06	0,55	0,17	32	43	11	43		40	4,338	0,03	4,309	494,00	493,89	493,95	463,59	30,26	12	8,3	по ВХК
XII	11	0,04	0,38	0,12	10	106	95	105		40	4,309	0,25	4,054	493,89	492,99	493,44	464,25	29,09	27	19,4	27
I	8	0,03	0,34	0,09	7	109	102	109		40	4,054	0,27	3,781	492,99	492,01	492,50	464,29	28,11	27	19,5	27
II	6	0,03	0,33	0,08	5	44	39	44		40	3,781	0,10	3,676	492,01	491,63	491,82	463,60	28,12	11	7,9	по ВХК
III	5	0,21	0,32	0,64	4	40	36	40		40	3,676	0,10	3,580	491,63	491,3	491,46	463,45	27,91	10	7,0	по ВХК
IV	43	0,88	0,81	2,65	38	56	15	53		40	3,580	0,04	3,540	491,29	491,14	491,22	463,61	27,51	13	9,3	по ВХК
V	177	0,66	-0,41	1,98	174	46	-130	44		40	3,540	-0,35	3,888	491,14	492,39	491,77	463,51	28,15	11	7,9	по ВХК
VI	132	0,59	-0,76	1,78	130	56	-76	54		40	3,888	-0,20	4,092	492,39	493,12	492,76	463,61	29,05	14	10,0	по ВХК
VII	118	0,39	-1,36	1,16	118	62	-57	61		40	4,092	-0,15	4,244	493,12	493,67	493,40	463,67	29,63	16	11,5	по ВХК
VIII	77	0,35	-0,83	1,06	76	61	-16	60		40	4,244	-0,04	4,287	493,67	493,82	493,74	463,66	29,98	16	11,5	по ВХК
IX	70	0,31	-0,38	0,93	69	56	-14	55		40	4,287	-0,04	4,325	493,82	493,95	493,89	463,74	30,04	15	10,6	по ВХК
X	62	0,17	1,00	0,50	60	56	-5	55		40	4,325	-0,01	4,338	493,95	494,00	493,97	463,73	30,14	15	10,5	по ВХК

Продолжение приложения В

Таблица В.1 - Работа ГЭС по мощностям.

Месяцы	Расходы									Объемы					Отметки						
	Q быт.	Q испар	Q лед.	Q фил.	Q полез	Q н б	Q вдхр	Q ГЭС	Q холод	Q ВХК	V нач.(НП)	dV	V конечн	Z нач. ВБ	Z кон. ВБ	Z средняя	Z НБ	Напор	Мощност	Выработка	Nгар
XI	33	0,06	0,55	0,17	32	44	12	44		40	4,338	0,03	4,306	494,00	493,89	493,94	463,60	30,24	12	8,5	по ВХК
XII	11	0,04	0,38	0,12	10	105	94	104		40	4,306	0,25	4,054	493,89	492,99	493,44	464,24	29,09	27	19,3	27
I	8	0,03	0,34	0,09	7	108	101	108		40	4,054	0,27	3,784	492,99	492,02	492,50	464,28	28,13	27	19,3	27
II	6	0,03	0,33	0,08	5	46	41	46		40	3,784	0,11	3,674	492,02	491,62	491,82	463,63	28,09	11	8,2	по ВХК
III	5	0,21	0,32	0,64	4	45	41	45		40	3,674	0,11	3,564	491,62	491,23	491,43	463,50	27,82	11	7,9	по ВХК
IV	43	0,88	0,81	2,65	38	50	9	47		40	3,564	0,02	3,540	491,23	491,14	491,19	463,55	27,54	11	8,3	по ВХК
V	177	0,66	-0,41	1,98	174	41	-135	39		40	3,540	-0,36	3,901	491,14	492,44	491,79	463,46	28,23	10	7,1	по ВХК
VI	132	0,59	-0,76	1,78	130	57	-75	55		40	3,901	-0,20	4,102	492,44	493,16	492,80	463,62	29,09	14	10,1	по ВХК
VII	118	0,39	-1,36	1,16	118	52	-67	51		40	4,102	-0,18	4,282	493,16	493,80	493,48	463,57	29,81	13	9,7	по ВХК
VIII	77	0,35	-0,83	1,06	76	62	-15	61		40	4,282	-0,04	4,322	493,80	493,94	493,87	463,67	30,10	16	11,7	по ВХК
IX	70	0,31	-0,38	0,93	69	62	-8	61		40	4,322	-0,02	4,343	493,94	494,02	493,98	463,81	30,07	16	11,7	по ВХК
X	62	0,17	1,00	0,50	60	63	2	62		40	4,343	0,01	4,338	494,02	494,00	494,01	463,81	30,10	16	11,8	по ВХК

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Универсальная характеристика турбины ПЛ306-В-315

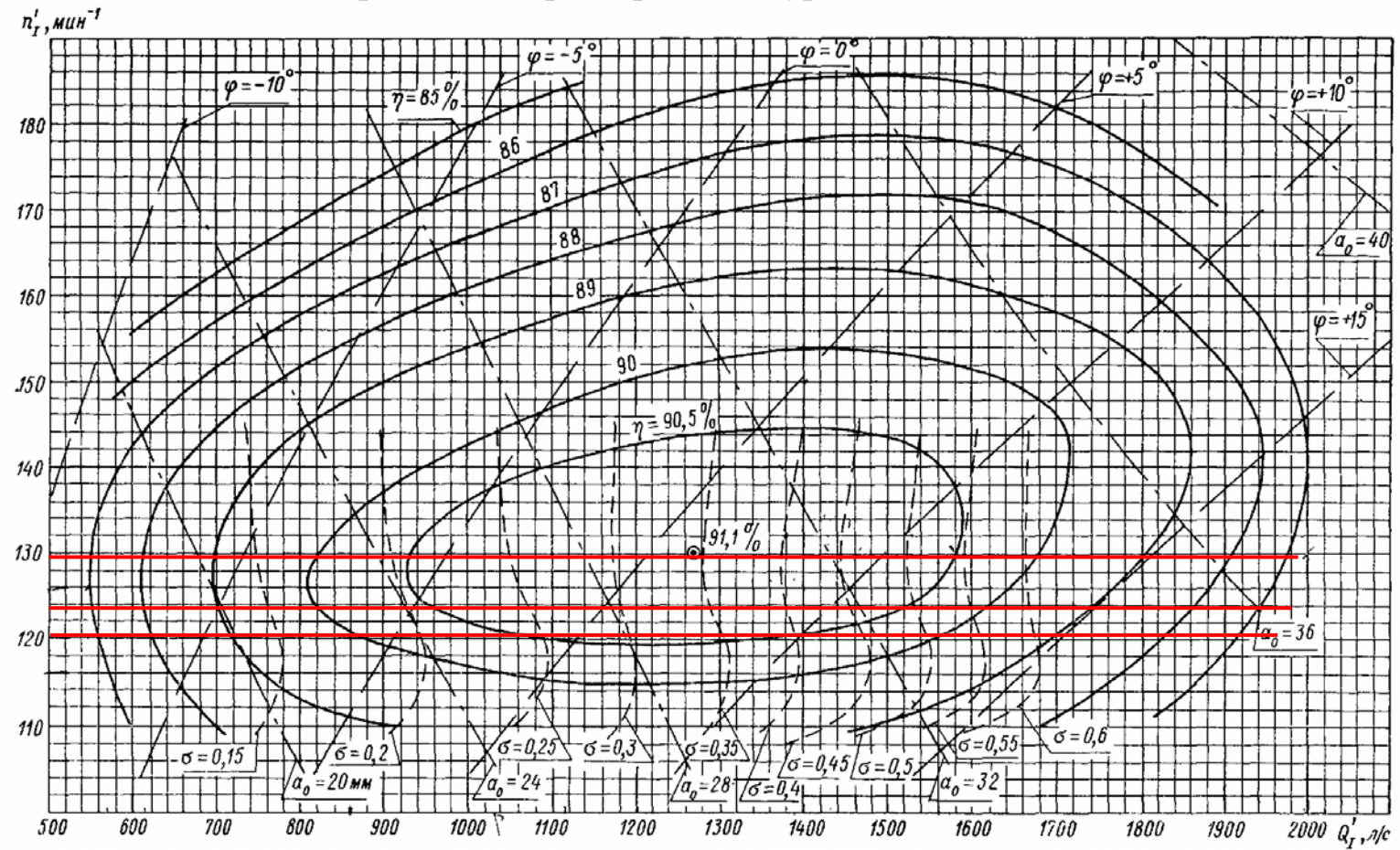


Рисунок Г.1 - Универсальная характеристика турбины ПЛ306-В-315

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Гидромеханический расчет сечений

Таблица Д.1 – Гидромеханический расчет сечений.

Величина	Сечения											
	вх	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	вых
ri	5,6	5,3	5,0	4,7	4,4	4,1	3,7	3,4	3,1	2,8	2,5	2,2
bi	3,2	2,9	2,5	2,2	1,9	1,6	1,3	1,0	0,6	0,3	0,0	-0,3
ai	3,5	3,3	3,1	2,9	2,6	2,4	2,2	1,9	1,7	1,5	1,3	1,0
rk	3,1	3,0	3,0	2,9	2,8	2,8	2,7	2,6	2,6	2,5	2,5	2,4
rk/ra	1,3	1,2	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1	1,0	1,0	1,0
ln(rk/ra)	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
ri/ra	2,3	2,2	2,0	1,9	1,8	1,6	1,5	1,4	1,3	1,1	1,0	0,9
ln(ri/ra)	0,8	0,8	0,7	0,6	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0,0	-0,1
rk·ctgφ	11,5	11,2	11,0	10,8	10,6	10,3	10,1	9,9	9,6	9,4	9,2	9,0
rk·ctgφ·ln(rk/ra)	2,6	2,3	2,0	1,7	1,5	1,2	1,0	0,7	0,5	0,2	0,0	-0,2
mi	2,3	2,1	1,8	1,6	1,4	1,1	0,9	0,7	0,5	0,2	0,0	-0,2
Ji	2,8	2,5	2,2	1,9	1,6	1,3	1,0	0,8	0,6	0,4	0,2	0,0
φi	210,0	185,5	161,8	138,9	117,0	96,2	76,5	58,1	41,3	26,1	13,0	2,2
Qi	39,0	34,4	30,0	25,8	21,7	17,8	14,2	10,8	7,7	4,9	2,4	0,4

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Теоретический чертеж спиральной камеры

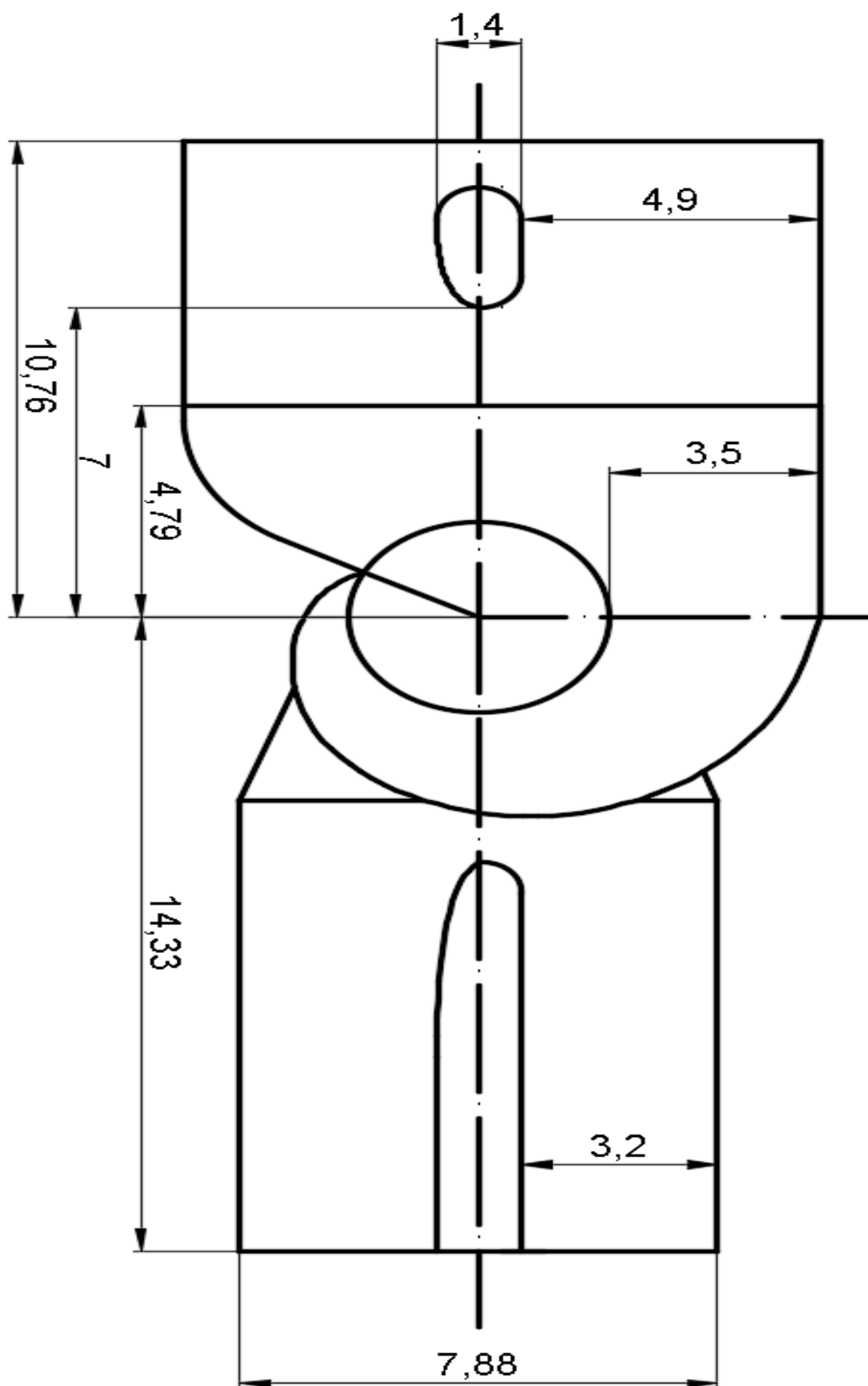


Рисунок Е.1 - Теоретический чертеж спиральной камеры

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

План мероприятия по охране окружающей среды

Таблица Ж.1 - План мероприятия по охране окружающей среды

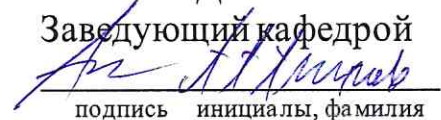
Мероприятия	Основание для выполнения	Период
Раздел I. Охрана атмосферного воздуха		
Контроль выхлопных газов автотранспорта	Федеральный закон от 4 Мая 1999 года №96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха».	Строительство
Разработка проекта нормативов предельно допустимых выбросов, загрязняющих веществ в атмосферу		Строительство
Контроль выбросов во время сварочных, металлообрабатывающих работ		Строительство
Установка газопылеулавливающих установок		Строительство
Раздел II. Охрана водного бассейна		
Подготовка территории, находящейся в зоне затопления (очистка от растительности, перенос могильников и кладбищ)	Водный кодекс №74-ФЗ от 3 июня 2006 года.	Строительство
Контроль за технологическим состоянием техники и насосов		Строительство и эксплуатация
Контроль выбросов при замене масел		Строительство и эксплуатация
Отвод дистиллята, используемого при охлаждении обмоток генератора		Эксплуатация
Раздел III. Охрана от промышленных отходов		
Сбор и сдача отработанных ртутьсодержащих ламп, на предприятия имеющие лицензии	Федеральный закон от 24 июня 1998 г. N89-ФЗ «Об отходах производства и потребления».	Строительство и эксплуатация
Сдача отработанных шин автотракторной техники, на предприятия имеющие лицензии		Строительство и эксплуатация
Контроль за сбором и временным хранением отходов производства и потребления		Строительство и эксплуатация
Разборка и удаление неиспользуемых объектов		При завершении строительства
Раздел IV. Охрана животного мира		
Образование рыбного хозяйства	Федеральной закон от 24.04.1995 N52-ФЗ (ред. от 13.07.2015) «О животном мире»	Эксплуатация

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

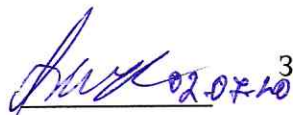
« 02 » 07 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02. – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ВЕРХНЕ-АБАКАНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ
АБАКАН.
БЕЗОПАСНОСТЬ ВЫСОТНЫХ РАБОТ НА ОБЪЕКТАХ
ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ.**

Руководитель



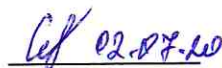
подпись, дата

Заведующий кафедры ГГЭЭС

А.А. Ачитаев

инициалы, фамилия

Выпускник



подпись, дата




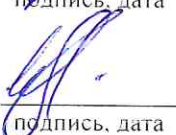




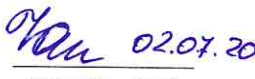
П.В. Сафонов

инициалы, фамилия

Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Верхне-Абаканской ГЭС на реке Абакан. Безопасность высотных работ на объектах гидроэнергетики.

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчёты	 подпись, дата	<u>Е.Ю. Затеева</u> инициалы, фамилия
Основное и вспомогательное оборудование	 подпись, дата	<u>А.В. Масленникова</u> инициалы, фамилия
Электрическая часть	 подпись, дата	<u>А.А. Ачитаев</u> инициалы, фамилия
Устройства РЗА	 подпись, дата	<u>А.В. Широков</u> инициалы, фамилия
Компоновка сооружения и гидроузла	 подпись, дата	<u>В.Б. Затеев</u> инициалы, фамилия
Охрана окружающей среды	 подпись, дата	<u>В.А. Кадычев</u> инициалы, фамилия
Охрана труда. Пожарная безопасность.	 подпись, дата	<u>В.И. Татарников</u> инициалы, фамилия
Технико-экономические показатели	 подпись, дата	<u>В.В. Лапасова</u> инициалы, фамилия
Нормоконтролер	 подпись, дата	<u>А.А. Чабанова</u> инициалы, фамилия