

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«**СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**»

Саяно-Шушенский филиал

институт

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ А.А. Ачитаев
подпись инициалы, фамилия

«_____» _____ 2023 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ АБИНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ЧАРЫШ. ОБОСНОВАНИЕ
ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МАЛОЙ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ

тема

Руководитель	_____	Канд.техн.наук, доцент, и.о. заведующего кафедрой ГГЭЭС Саяно-Шушенского филиала СФУ	<u>А. А. Ачитаев</u>
	подпись, дата	ученая степень, ученое звание, должность, место работы	инициалы, фамилия
Выпускник	_____		<u>И. В. Виль</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки, 2023

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Абинской ГЭС на реке Чарыш. Обоснование использования малой гидроэнергетики».

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчеты

подпись, дата

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Электрическая часть

подпись, дата

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

подпись, дата

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ АБИНСКОЙ ГЭС	7
ВВЕДЕНИЕ	9
1 Общая часть	10
1.1 Климат	10
1.2 Гидрологические данные.....	10
1.3 Инженерно-геологические условия	13
2 Водно-энергетические расчеты	15
2.1 Регулирование стока воды	15
2.1.1 Определение максимальных расчетных расходов.....	15
2.1.2 Кривые обеспеченности расходов.....	16
2.1.3 Выбор расчетных гидрографов.....	19
2.2 Определение установленной мощности на основе водно-энергетических расчетов	20
2.2.1 Расчет конкурирующих режимов работы ГЭС по бытовому стоку и по требованиям ВХК.....	20
2.2.2 Баланс энергии	22
2.2.3 Водно-энергетический расчет в маловодном году	22
2.2.4 Расчет резервов и планирование капитальных ремонтов оборудования	23
2.2.5 Баланс мощностей.....	24
2.2.6 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС в средневодном году	25
3 Гидротурбинное, гидромеханическое и вспомогательное оборудование ..	26
3.1 Выбор числа и типа агрегатов	26
3.1.1 Построение режимного поля	26
3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам ...	28
3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины.....	33
3.3 Расчет и построение плана бетонной спиральной камеры с плоским потолком и неполным углом охвата	36
3.4 Расчет параметров гидрогенератора	39
3.5 Выбор вспомогательного оборудования	41
4 Электрическая часть	42
4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС	42
4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС.....	42
4.2.1 Выбор синхронного генератора.....	42
4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночными блоками	43
4.2.3 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком	44
4.2.4 Выбор трансформаторов собственных нужд	46
4.3 Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения и марки проводов воздушных линий.....	47

4.4	Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчета	48
4.5	Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения	49
4.6	Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin	50
4.6.1	Расчет исходных данных	50
4.6.2	Внесение исходных данных в программный комплекс и расчет токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin»	52
4.7	Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режима	53
4.8	Выбор и проверка электрооборудования	54
4.8.1	Выбор комплектного распределительного устройства на генераторное напряжение 10,5 кВ	54
4.8.2	Выбор разъединителей на генераторное напряжение 10,5 кВ	55
4.8.3	Выбор трансформаторов тока и напряжения на генераторное напряжение 10,5 кВ	55
4.8.4	Выбор генераторного анализатора и синхронизатора	56
4.8.5	Выбор выключателей и разъединителей на напряжение 110 кВ	57
4.8.6	Выбор трансформаторов тока и напряжения на напряжение 110 кВ	58
4.9	Выбор вспомогательного электрооборудования	59
5	Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем....	59
5.1	Релейная защита и автоматика	59
5.1.1	Основные технические характеристики электротехнического оборудования	60
5.1.2	Выбор системы возбуждения и выпрямительного трансформатора	61
5.1.3	Расчет номинальных первичных токов оборудования	63
5.1.4	Расчет параметров оборудования	64
5.1.5	Расчет токов коротких замыканий	65
5.1.6	Расчет номинальных вторичных токов	67
5.1.7	Перечень защит основного оборудования	68
5.2	Описание защит и расчет их уставок	69
5.2.1	Расчет уставок МТЗ и ТО преобразовательного трансформатора ($I > TB$), ($I >> TB$)	69
5.2.2	Продольная дифференциальная защита генератора ($I \Delta G$)	71
5.2.3	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора	75
5.2.4	Дистанционная защита от внешних коротких замыканий	78
5.2.5	Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора	81
5.2.6	Защита генератора от симметричных перегрузок обмотки статора	84
5.2.7	Защита ротора генератора от перегрузок	86
5.2.8	Защита генератора от повышения напряжения	88

6	Компоновка и сооружения гидроузла.....	89
6.1	Определение класса гидротехнического сооружения.....	89
6.2	Проектирование сооружений напорного фронта.....	89
6.2.1	Определение отметки гребня грунтовой плотины.....	89
6.2.2	Определение ширины водосливного фронта.....	92
6.2.3	Определение отметки гребня водослива.....	94
6.2.4	Проверка пропуска поверочного расчетного расхода.....	95
6.2.5	Построение профиля водосливной грани.....	96
6.2.6	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе.....	97
6.2.7	Расчет водобойной стенки.....	98
6.3	Конструирование бетонной плотины.....	99
6.3.1	Определение ширины подошвы плотины.....	99
6.3.2	Разрезка бетонной плотины швами.....	101
6.3.3	Быки.....	101
6.3.4	Устои.....	102
6.3.5	Дренаж в теле бетонной плотины.....	102
6.3.6	Галереи в теле плотины.....	102
6.4	Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины.....	102
6.4.1	Понур.....	102
6.4.2	Противофильтрационная завеса.....	103
6.4.3	Дренажные устройства в основании.....	103
6.5	Конструирование элементов нижнего бьефа.....	103
6.5.1	Водобой.....	103
6.5.2	Рисберма и ковш.....	104
6.6	Фильтрационные расчеты подземного контура.....	105
6.6.1	Фильтрационный расчет методом удлиненной контурной линии.....	105
6.7	Определение основных нагрузок на плотину.....	106
6.7.1	Вес сооружения и затворов.....	106
6.7.2	Сила гидростатического давления воды.....	107
6.7.3	Равнодействующая взвешивающего давления.....	107
6.7.4	Сила фильтрационного давления.....	107
6.7.5	Давление грунта.....	108
6.7.6	Волновое давление.....	110
6.7.7	Оценка прочности плотины.....	110
6.7.8	Критерии прочности плотины и ее основания.....	113
6.7.9	Обоснование устойчивости плотины.....	114
6.8	Проектирование глубинного водосброса.....	115
6.9	Проектирование грунтовой плотины.....	116
7	Мероприятия по охране окружающей среды.....	116
7.1	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	116
7.2	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища.....	117
7.3	Отходы, образующиеся при строительстве.....	119

7.4	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации.....	120
8	Безопасность ГТС. Охрана труда. Мероприятия по пожарной безопасности.....	122
8.1	Безопасность гидротехнических сооружений.....	122
8.2	Охрана труда Абинской ГЭС. Общие положения	123
8.3	Пожарная безопасность	124
8.3.1	Пожарная сигнализация. Противопожарные системы.....	124
8.3.2	Объекты водяного пожаротушения.....	126
8.3.3	Подготовка рабочего персонала по пожарной безопасности. Общие требования	127
9	Технико-экономические показатели	128
9.1	Оценка объемов реализации энергии и расходов	128
9.1.1	Оценка объемов реализации электроэнергии	128
9.1.2	Текущие расходы на производство электроэнергии	129
9.1.3	Налоговые расходы.....	132
9.2	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности ..	132
9.3	Анализ денежных потоков	133
9.4	Оценка инвестиционного проекта.....	134
9.4.1	Методология, исходные данные.....	134
9.4.2	Показатели коммерческой эффективности проекта.....	135
9.4.3	Бюджетная эффективность	136
9.5	Анализ чувствительности.....	136
10	Обоснование использования малой гидроэнергетики	138
10.1	Общие сведения о малых ГЭС.....	138
10.2	Классификация малых ГЭС	139
10.3	Достоинства и недостатки.....	139
10.4	Отличия технологических процессов малой от крупной ГЭС	140
10.5	Особенности проектирования малых ГЭС	143
10.6	Актуальность малых ГЭС	145
10.7	Вывод об использовании малой гидроэнергетики	151
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	154
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	156
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Водно-энергетические расчеты.....	161
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б Гидротурбинное, гидромеханическое и вспомогательное оборудование	165
	ПРИЛОЖЕНИЕ В Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем	172
	ПРИЛОЖЕНИЕ Г Компоновка и сооружения гидроузла.....	174

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ АБИНСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки _____ Чарыш;
2. Наименование ГЭС _____ Абинская;
3. Местонахождение ГЭС _____ Алтайский край;
4. Тип проектируемой установки _____ ГЭС;
5. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний _____ 61,4 м³/с;
 - б) максимальный с обеспеченностью 3,0% _____ 300 м³/с;
 - в) максимальный с обеспеченностью 0,5% _____ 341 м³/с;
 - г) минимальный _____ 15 м³/с;
6. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока _____ годичный;
 - б) отметка НПУ _____ 529,00 м;
 - в) отметка ФПУ _____ 530,00 м;
 - г) отметка УМО _____ 521,29 м;
 - д) объем водохранилища полный _____ 1,50 км³;
 - е) объем водохранилища полезный _____ 0,75 км³;
7. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный _____ 37,10 м;
 - б) расчетный _____ 29,30 м;
 - в) минимальный _____ 25,25 м;
8. Энергетические характеристики:
 - а) установленная мощность _____ 66 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка электроэнергии _____ 156,8 млн. кВт·ч;
9. Размеры плотины (общая длина):
 - а) левобережная каменно-земляная плотина с ядром _____ 213,7 м;
 - б) стационарная часть _____ 42 м;
 - в) русловая глухая бетонная плотина _____ 18 м;
 - г) водосбросная часть _____ 40 м;
 - д) правобережная каменно-земляная плотина с ядром _____ 199,7 м;
10. Водосбросные сооружения:
 - 10.1 Поверхностный водослив:
 - а) число и размер пролетов _____ 2x5 м;
 - б) общая длина _____ 16 м;
 - в) максимальная отметка _____ 524 м;
 - 10.2 Глубинные водовыпуски:
 - а) число и форма сечения _____ 2, круглое;
 - б) размеры сечения _____ 1,37 м;
11. Здание ГЭС:
 - а) тип здания _____ русловое;
 - б) число агрегатов _____ 2;
 - в) грунт основания _____ гравийно-галечник;
 - г) тип спиральной камеры _____ бетонная с плоским потолком;

д) тип отсасывающей трубы _____ изогнутая;

12. Основное оборудование:

а) тип турбин _____ ПЛ40а-В-425;

б) тип генератора _____ СВ 601/80-36;

в) номинальная активная мощность генератора _____ 33 МВт;

г) частота вращения _____ 166,7 об/мин;

д) тип блочных трансформаторов _____ ТД-63000/110-У1;

13. Техничко-экономические показатели:

а) срок окупаемости _____ 123 месяца;

б) себестоимость электроэнергии _____ 0,20 руб/кВт·ч;

в) удельные капиталовложения _____ 100700 руб/кВт;

ВВЕДЕНИЕ

Гидроэлектростанции занимают особо важное место в современной энергетической системе, не только играя важную роль в регулировании параметров в нестационарном режиме, но и покрывая наиболее нерегулярные участки графика нагрузки. Кроме того, низкая стоимость производимой продукции гидроэлектростанций оказывает весьма положительное влияние на ценообразование электроэнергии на рынке.

Гидроэлектростанции являются одними из самых эффективных источников энергии. КПД турбин гидроэлектростанций достигает 97%, что значительно выше, чем КПД паровых турбин тепловых и атомных электростанций.

Стоимость производства электроэнергии на гидроэлектростанциях не имеет топливной составляющей, что делает электроэнергию более конкурентоспособной на рынке.

Гидроэлектростанции являются наиболее маневренными из всех типов электростанций. Гидроэлектростанции могут наращивать производство и выработку за считанные минуты, по сравнению с несколькими часами для тепловых электростанций и 24 часами для атомных электростанций. В результате гидроэлектростанции могут покрывать пиковые нагрузки и поддерживать частоту токов в энергосистеме.

Мощность гидроэлектростанций вносит ощутимый вклад в надежность энергосистемы и, таким образом, в надежную работу единой энергосистемы всей страны.

Эти преимущества стимулируют строительство новых гидроэлектростанций.

1 Общая часть

Река Чарыш – левый приток Оби, находится в Алтайском крае и Республике Алтай. Исток реки расположен на северо-восточном склоне Коргонского хребта. Река берет начало на западе Республики Алтай.

Район строительства гидроузла располагается в 22 км от п. Чарышское выше по течению.

1.1 Климат

Климат в Чарышском районе Алтайского края умеренный континентальный с мягкой зимой и непродолжительным теплым летом.

Средняя температура воздуха в январе около -18°C , в июле $+18,3^{\circ}\text{C}$. Годовое количество атмосферных осадков 600-800 мм. С наибольшим количеством в период с мая по октябрь.

Питание реки снеговое и дождевое. Западносибирский тип водного режима характеризуется весенне-летним половодьем, летне-осенними паводками и зимней меженью. Половодье многопиковое, продолжающееся с апреля по июль, что связано с последовательным таянием снега на равнине, а затем в горах. На спаде половодья происходят паводки, связанные с дождями.

Значения среднемесячной температуры в Чарышском районе представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Средние месячные температуры воздуха

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Температура, $^{\circ}\text{C}$	-15,3	-13,7	-0,6	5,5	9,9	16,5	18,9	18,5	11,1	5,2	-7,4	-7,6

1.2 Гидрологические данные

Крупнейшими притоками реки Чарыш являются:

левые: Иня 346 км от устья, Белая 447 км от устья;

правые: Кумир 468 км от устья, Коргон 460 км от устья, Сентелек 433 км от устья, Локтевка 233 км от устья, Маралиха 318 км от устья.

– Среднемноголетний расход воды вблизи створа – $61,4 \text{ м}^3/\text{с}$;

– Минимальный расход зафиксирован в феврале 1977 г. – $4 \text{ м}^3/\text{с}$;

– Максимальный расход зафиксирован в июне 1993 г. – $362 \text{ м}^3/\text{с}$

Средняя мутность воды $150 \text{ г}/\text{м}^3$. Минерализация воды небольшая, по химическому составу вода относится к гидрокарбонатному классу и кальциевой группе. По качеству вода соответствует слабо загрязнённой.

Протяженность реки составляет 547 км, площадь бассейна – 22,2 тыс. км^2 .

Гидрологический ряд реки Чарыш по данным гидропоста с. Чарышское с 1956 по 2005 гг. представлен в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Средние расходы реки Чарыш за 50 лет наблюдений

В м³/с

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qcp
1956	15	18	17	62	128	220	77	56	37	51	19	17	60
1957	11	17	12	64	217	205	72	39	26	27	21	8	60
1958	15	15	14	62	231	109	98	49	52	33	27	15	60
1959	8	10	14	62	192	140	81	55	36	30	18	11	55
1960	11	11	11	92	129	286	113	69	64	44	26	15	73
1961	18	13	13	132	188	160	149	77	70	52	29	30	78
1962	19	11	26	73	214	91	62	24	20	36	16	12	50
1963	9	9	13	63	123	143	62	43	39	39	31	17	49
1964	11	6	10	62	137	169	69	42	25	21	15	9	48
1965	8	9	11	62	183	78	74	51	52	52	30	18	52
1966	16	12	10	79	217	305	109	44	28	22	14	14	72
1967	7	7	9	62	92	64	118	42	42	36	13	12	42
1968	10	8	20	83	189	58	62	33	29	27	19	12	46
1969	10	9	9	62	147	218	83	49	45	37	32	12	59
1970	14	11	10	73	226	192	80	61	72	69	45	25	73
1971	15	12	16	83	266	263	102	61	39	30	23	11	77
1972	9	8	7	71	198	163	95	40	43	32	24	16	59
1973	9	8	14	85	243	247	118	65	31	30	22	14	74
1974	11	8	10	64	108	77	72	20	30	35	15	10	38
1975	8	7	7	63	173	283	64	36	30	54	24	10	63
1976	10	8	8	82	185	106	100	60	39	91	29	16	61
1977	7	4	10	99	209	136	95	66	48	66	36	20	66
1978	17	10	13	94	139	163	91	59	37	43	30	16	59
1979	12	12	8	78	211	231	119	57	51	60	44	17	75
1980	15	14	14	62	185	155	66	43	30	27	22	12	54
1981	7	5	8	55	164	78	62	31	32	27	13	6	41
1982	6	5	14	79	163	96	62	28	22	69	30	14	49
1983	13	11	12	75	218	229	83	48	64	68	40	23	74
1984	16	7	14	90	242	202	117	71	37	46	24	20	74
1985	12	11	13	119	234	253	99	64	49	61	41	17	81
1986	11	7	11	61	223	163	62	47	45	48	17	6	59
1987	14	16	16	75	240	179	72	42	68	68	33	12	70
1988	15	13	24	91	195	182	71	65	51	37	29	21	66
1989	23	17	19	64	211	169	78	42	33	42	30	25	63
1990	21	19	16	124	249	149	99	62	59	36	27	21	74
1991	20	11	9	61	142	91	50	44	38	36	21	14	45
1992	15	8	16	92	197	161	92	65	70	62	33	24	70
1993	18	13	12	139	256	362	159	64	41	97	15	6	98
1994	6	6	9	61	244	87	62	55	53	23	35	25	55

Окончание таблицы 1.2

1995	15	8	12	82	146	218	77	57	35	48	19	9	61
1996	24	13	17	62	190	198	62	49	59	35	27	9	62
1997	19	14	29	125	171	71	53	40	33	21	11	9	50
1998	10	9	8	62	197	179	69	28	23	24	18	9	53
1999	9	9	8	74	167	110	84	54	73	58	39	17	59
2000	9	5	8	67	232	145	88	34	30	27	19	13	56
2001	12	9	16	71	199	131	85	55	51	34	14	18	58
2002	16	15	8	68	156	246	62	39	32	60	19	14	61
2003	12	12	25	65	172	156	66	56	42	39	33	18	58
2004	9	11	19	62	167	140	90	49	71	57	42	12	61
2005	10	13	15	75	236	187	106	39	58	48	36	21	70
Ср. знач.	13	11	13	77	191	169	85	49	44	44	26	15	61,4

Максимальные расходы воды расчетной обеспеченности представлены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Максимальные расходы воды расчетной обеспеченности

$p, \%$	0,5	1,0	3,0	5,0	10,0	$Q_{с.п.}$
$Q_{\max}, \text{м}^3/\text{с}$	341	326	300	286	267	15
УНБ, м	495,5	496,40	496,22	496,11	495,96	491,52

Кривая зависимости уровня нижнего бьефа от расхода водохранилища ($Z_{\text{НБ}} = f(Q)$) представлена на рисунке 1.1.

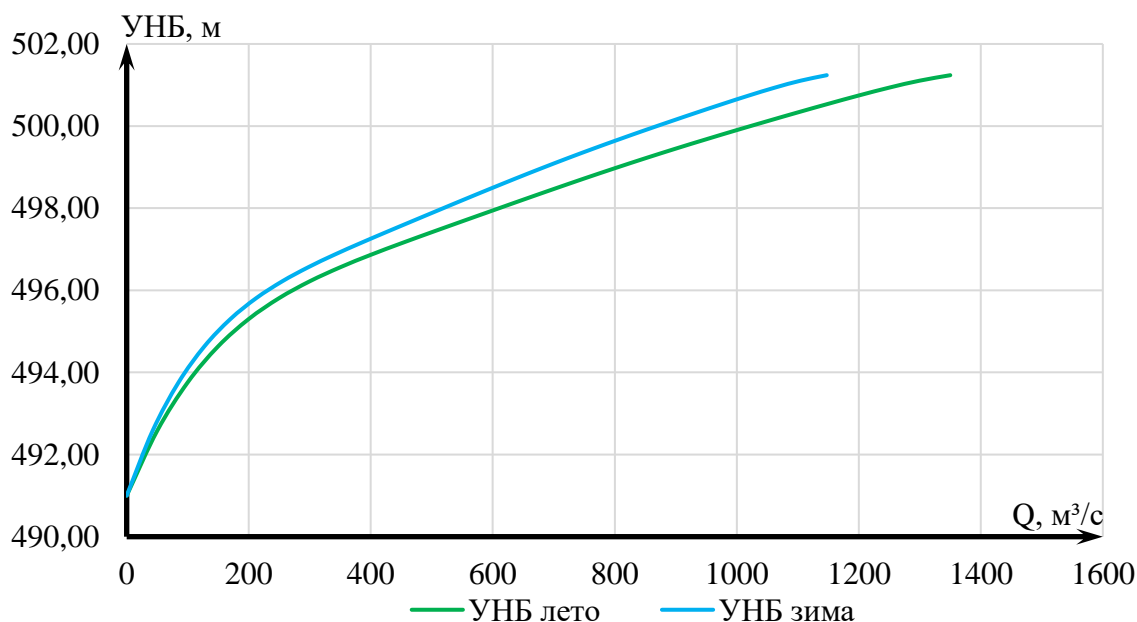


Рисунок 1.1 – Кривая зависимости $Z_{\text{НБ}} = f(Q)$

Кривая зависимости уровня верхнего бьефа от объема водохранилища ($Z_{\text{ВБ}} = f(V_{\text{вдхр.}})$) представлена на рисунке 1.2.

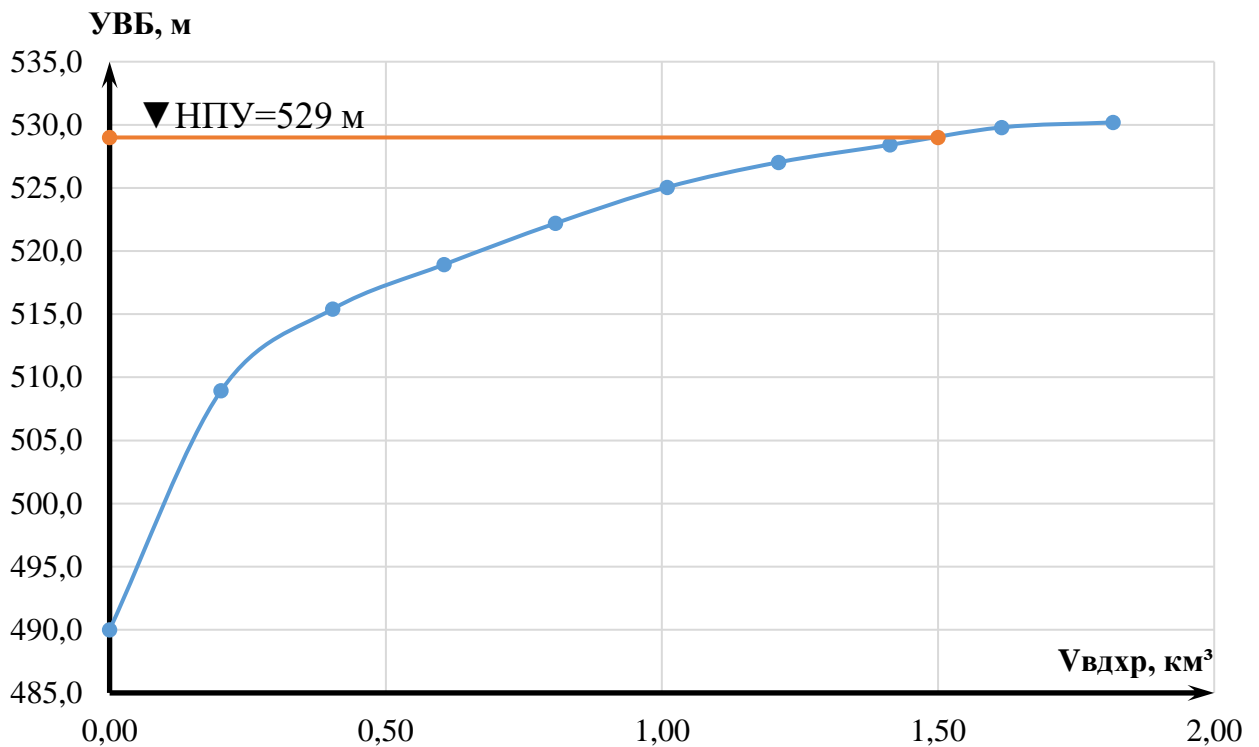


Рисунок 1.2 – Кривая зависимости $Z_{ВБ} = f(V_{вдхр.})$

1.3 Инженерно-геологические условия

Русло реки в основном извилистое, повсеместно встречаются пороги и перекаты. Направление течения в верхнем и среднем течении – юго-запад, в нижнем течении — северо-запад. Русло врезанное, прямолинейное, неразветвленное, иногда с врезанными излучинами. Основание в створе строительства нескальное с преобладанием гравийно-галечникового грунта.

Физико-механические свойства грунта основания:

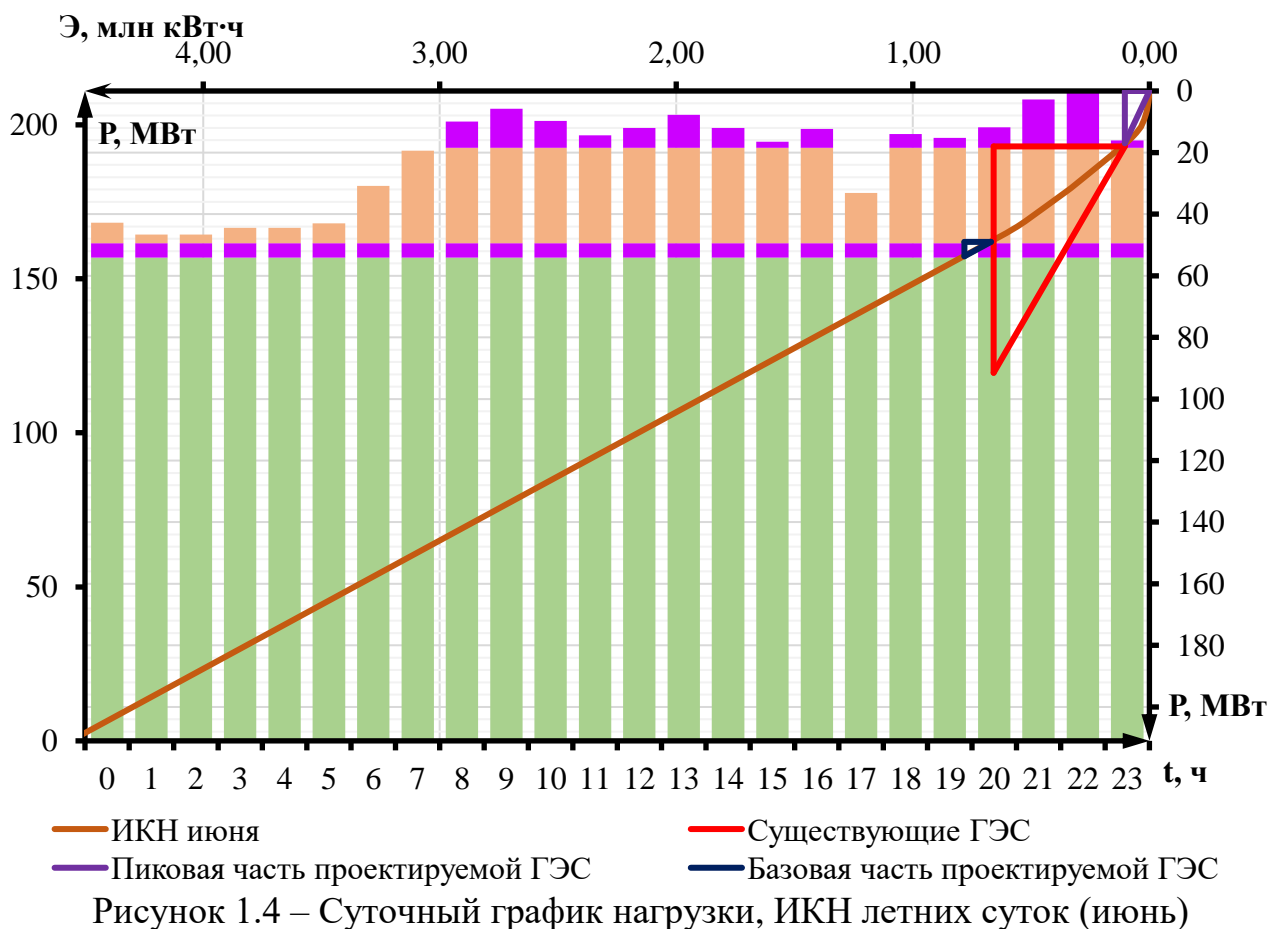
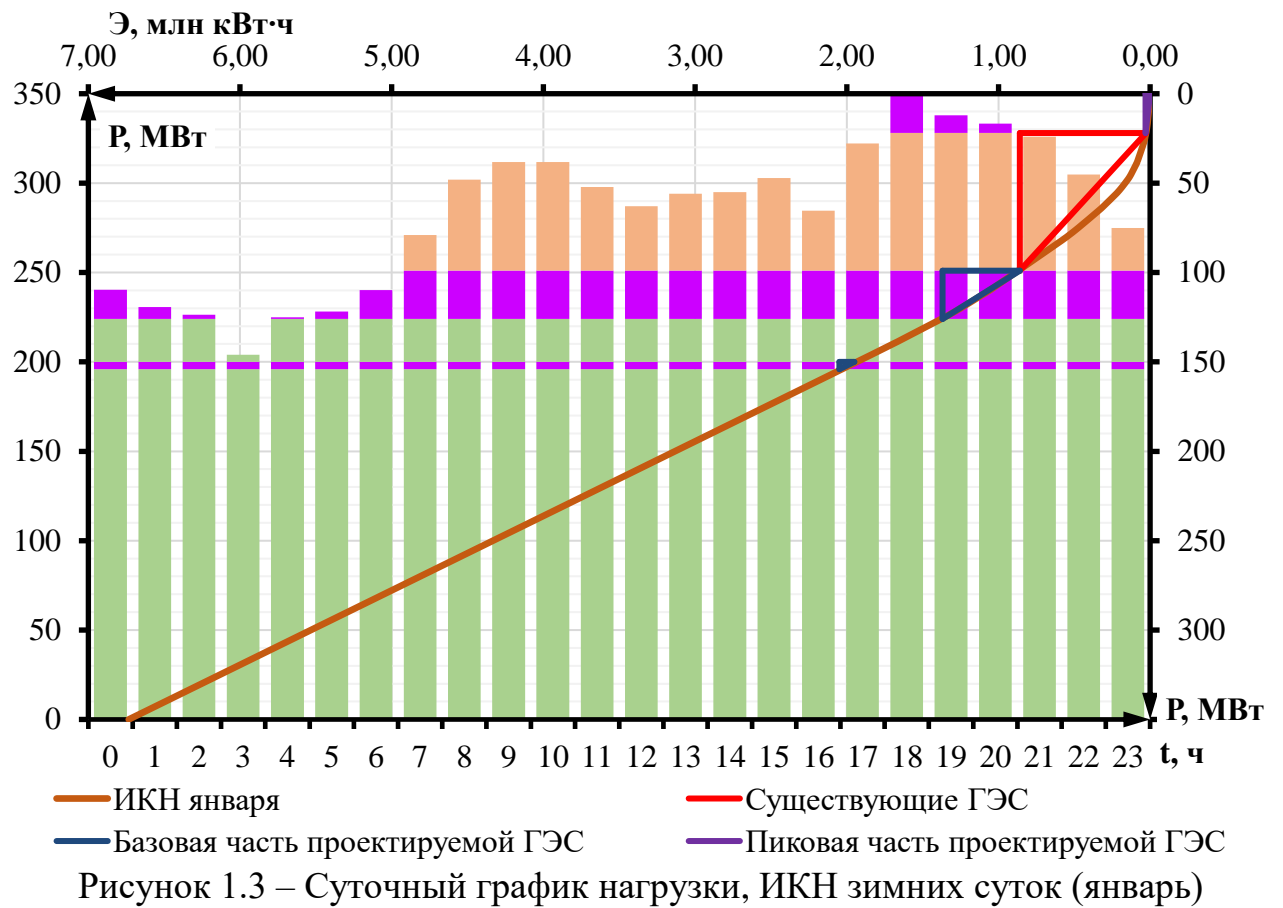
- удельный вес 19 кН/м^3 ;
- угол внутреннего трения ($\varphi_{гр}$) – 35° ;
- сцепление (c) – 0 кПа/м ;
- пористость сухого грунта (n_0) – $0,45$.

Проектируемая Абинская ГЭС будет работать в изолированной от Новосибирского РДУ энергосистеме.

Годовой максимум нагрузки энергосистемы принимается равным: $P_c^{max} = 350 \text{ МВт}$.

Ближайшей существующей к проектируемой станции является Новосибирская ГЭС.

Суточные графики нагрузки, совмещенные с интегральными кривыми нагрузки (ИКН) энергосистемы для типичных суток зимнего и летнего сезонов представлены на рисунках 1.3 и 1.4 соответственно.



2 Водно-энергетические расчеты

2.1 Регулирование стока воды

2.1.1 Определение максимальных расчетных расходов

Средний многолетний расход вычисляется по формуле

$$Q_{\text{ср}} = \frac{\sum Q}{n} = \frac{10438,5}{50} = 208,77 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (2.1)$$

где $\sum Q$ – сумма среднемесячных расходов за 50 лет;

n – период наблюдений (количество лет).

Затем вычисляем модульные коэффициенты K как отношение:

$$K = \frac{Q_i}{Q_{\text{ср}}}; \quad (2.2)$$

где Q_i – соответствующее значение расхода, за период наблюдений.

Контроль построения теоретической кривой обеспеченности расходов выполняется следующим образом:

$$p = \frac{m-0,3}{n+0,4} \cdot 100\%; \quad (2.3)$$

где m – порядковый номер члена ряда;

n – общее число членов ряда.

Коэффициент вариации вычисляется по формуле

$$C_V = \sqrt{\frac{\sum(K-1)^2}{n}} = \sqrt{\frac{2,262}{50}} = 0,213. \quad (2.4)$$

Коэффициент асимметрии вычисляется по формуле

$$C_S = \frac{\sum(K-1)^3}{n \cdot C_V^3} = \frac{-0,030}{50 \cdot 0,213^3} = -0,06. \quad (2.5)$$

Средняя квадратическая ошибка определения коэффициента вариации:

$$\delta_{C_V} = \pm \sqrt{\frac{1+3 \cdot C_V^2}{2(n-1)}} \cdot 100\% = \pm \frac{\sqrt{1+3 \cdot 0,213^2}}{\sqrt{2 \cdot (50-1)}} \cdot 100\% = 10,77 \%. \quad (2.6)$$

В нашем случае предельное значение $\delta_{C_V} = 10,8 \%$.

Так как полученное значение δ_{C_V} меньше предельного, то коэффициент вариации можно принимать допустимым для данного ряда.

Средняя квадратическая ошибка коэффициента асимметрии вычисляется по формуле

$$\delta_{C_S} = \pm \frac{\sqrt{\frac{6}{n} \cdot \sqrt{1+6 \cdot C_V^2 + 5 \cdot C_V^4}}}{C_S} \cdot 100\% = \pm \frac{\sqrt{\frac{6}{50} \cdot \sqrt{1+6 \cdot 0,213^2 + 5 \cdot 0,213^4}}}{-0,06} \cdot 100 =$$

$$= 620,9 \%, \quad (2.7)$$

В нашем случае предельное значение $\delta_{C_S} = 93,8 \%$.

Допустимое значение достаточно меньше полученного, следовательно, принимаем $C_S = 2C_V$.

$$C_S = 2 \cdot 0,213 = 0,43.$$

Вычислим среднюю квадратическую ошибку коэффициента асимметрии для полученного коэффициента асимметрии:

$$\delta_{C_S} = \pm \frac{\sqrt{\frac{6}{50} \cdot \sqrt{1+6 \cdot 0,213^2 + 5 \cdot 0,213^4}}}{0,43} \cdot 100\% = 92,19 \%$$

Полученное значение ошибки меньше допустимого, значит коэффициент асимметрии подходит для данного ряда.

Результаты расчета максимальных расходов для основного и проверочного случаев представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Результаты расчетов максимальных расходов

P%	Φ	M_s	K_s	Q, м³/с
0,5	2,97	0,632	1,632	341
3	2,05	0,436	1,436	300

2.1.2 Кривые обеспеченности расходов

В соответствии с методикой выбора расчётных гидрографов [1] целесообразно разделить год на два основных периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень).

Определив границы сезонов, необходимо для всех лет ряда вычислить средние расходы за год, маловодный сезон и период половодья. По полученным результатам строятся эмпирические кривые обеспеченности.

$$P(m) = \frac{m}{n+1} \cdot 100\%, \quad (2.8)$$

где $P(m)$ – обеспеченность;

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

n – общее число членов ряда.

Результаты расчетов представлены в таблице 2.2. Расчетные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года принимаются равными 90% и 50% соответственно.

Таблица 2.2 – Данные для построения эмпирических кривых обеспеченности

m	P, %	Годы	Q _{ср.г}	Годы	Q _{половодье}	Годы	Q _{межень}
1	2	1993	98	1993	229	1970	38
2	4	1985	81	1971	179	1961	38
3	6	1961	78	1966	177	1992	37
4	8	1971	77	1985	176	1983	35
5	10	1979	75	1973	173	2004	34
6	12	1973	74	1984	163	1987	34
7	14	1984	74	1979	160	1985	33
8	16	1983	74	1961	157	1999	33
9	18	1990	74	1990	155	1993	33
10	20	1970	73	1960	155	1990	33
11	22	1960	73	1983	151	1976	33
12	24	1966	72	2005	151	1979	33
13	25	2005	70	1975	146	1977	32
14	27	1992	70	1970	143	1988	32
15	29	1987	70	1987	141	1960	31
16	31	1977	66	1957	140	2005	30
17	33	1988	66	1992	135	2003	30
18	35	1975	63	1977	135	1984	29
19	37	1989	63	1988	135	1996	29
20	39	1996	62	2000	133	1989	29
21	41	1976	61	2002	133	1956	29
22	43	2002	61	1972	131	1965	29
23	45	2004	61	1995	131	1978	28
24	47	1995	61	1989	130	1958	27
25	49	1958	60	1996	128	1994	26
26	51	1957	60	1969	128	2001	26
27	53	1956	60	1986	127	1971	26
28	55	1969	59	1998	127	1995	25
29	57	1978	59	1958	125	1969	25
30	59	1972	59	1956	122	2002	25
31	61	1999	59	1978	122	1963	25
32	63	1986	59	2001	121	1991	24
33	65	2003	58	1959	119	1986	24
34	67	2001	58	1976	118	1973	24
35	69	2000	56	1980	117	1982	24
36	71	1994	55	2003	115	1959	23
37	73	1959	55	2004	115	1972	22

Окончание таблицы 2.2

38	75	1980	54	1994	114	1980	22
39	76	1998	53	1962	110	1997	22
40	78	1965	52	1964	109	1975	22
41	80	1962	50	1999	109	1967	21
42	82	1997	50	1997	105	1962	21
43	84	1963	49	1982	100	1957	20
44	86	1982	49	1965	99	1966	20
45	88	1964	48	1968	98	1968	20
46	90	1968	46	1963	98	2000	18
47	92	1991	45	1981	90	1964	18
48	94	1967	42	1991	86	1974	17
49	96	1981	41	1967	84	1981	16
50	98	1974	38	1974	80	1998	16

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

При заданной расчётной обеспеченности, по кривой среднегодовых расходов, определяются соответствующий расчётный год и гидрограф. Далее проверяем выполнение критерия одинаковой обеспеченности выбранного расчётного года по трём кривым.

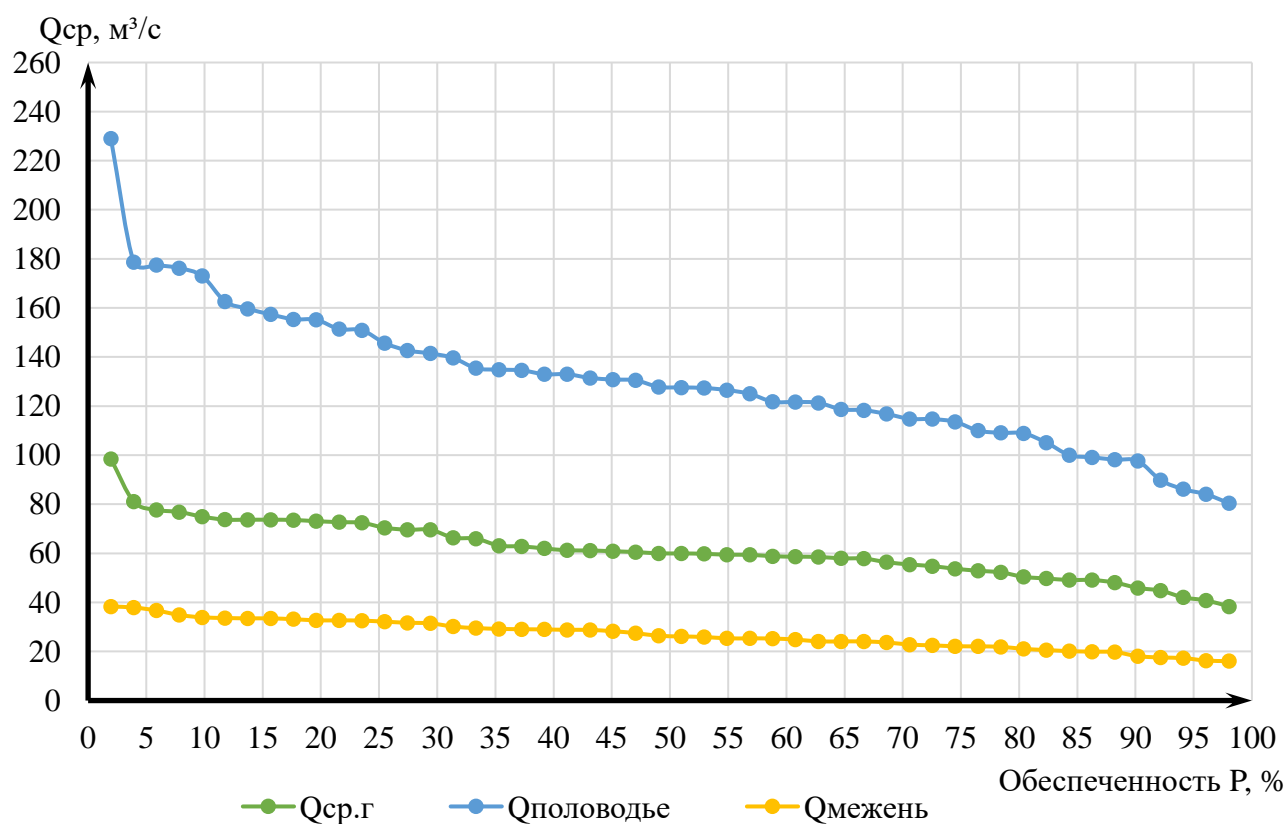


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности

2.1.3 Выбор расчетных гидрографов

По кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайшие годы справа и слева от расчётной 50-процентной обеспеченности: 1958 и 1957 гг.

Базовое среднеполоводное значение для 50-процентной обеспеченности – 128 м³/с. Маловодное базовое значение для 50-процентной обеспеченности – 26 м³/с.

Вычисляем коэффициенты приведения для 1958 г.:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi \text{ базовое } 50\%}}{Q_{\Pi 1958}} = \frac{128}{125} = 1,024 \text{ – повышающий коэффициент.} \quad (2.9)$$

$$K_{\text{M}} = \frac{Q_{\text{M базовое } 50\%}}{Q_{\text{M} 1958}} = \frac{26}{27} = 0,963 \text{ – понижающий коэффициент.} \quad (2.10)$$

Аналогично вычисляем коэффициенты приведения для 1957 г.:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi \text{ базовое } 50\%}}{Q_{\Pi 1957}} = \frac{128}{140} = 0,914 \text{ – понижающий коэффициент.}$$

$$K_{\text{M}} = \frac{Q_{\text{M базовое } 50\%}}{Q_{\text{M} 1957}} = \frac{26}{20} = 1,3 \text{ – повышающий коэффициент.}$$

В итоге принимаем тот год, который имеет коэффициент приведения ближе к единице. Таким годом является 1958. Один из коэффициентов – понижающий, другой – повышающий, необходимо сделать приведение.

Таким образом, расходы в расчетном средневодном году 1958 (P = 50 %) представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Расчетные расходы средневодного года, м³/с

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.}
Q _{50%}	15	15	14	62	231	109	98	49	52	33	27	15	60
С привед.	15	14	14	63	237	111	101	47	50	32	26	14	60

По значениям среднегодовых расходов 90-процентной обеспеченности соответствует 1968 г.

Базовое значение по половодью для 90-процентной обеспеченности равно 98 м³/с. Базовое значение по межени для 90-процентной обеспеченности равно 18 м³/с.

Вычисляем коэффициенты приведения по половодью для сравниваемых периодов:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi \text{ базовое } 90\%}}{Q_{\Pi 1968}} = \frac{98}{98} = 1,0,$$

$$K_M = \frac{Q_{M_{\text{базовое } 90\%}}}{Q_{M_{1968}}} = \frac{18}{20} = 0,9.$$

Так как один из коэффициентов равен 1, то приведение и корректировку делать не нужно.

Таблица 2.4 – Расчетные расходы маловодного года, м³/с

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.}
Q _{90%}	10	8	8	53	207	66	66	37	40	26	20	9	46

Гидрографы представлены на рисунке 2.2. Полученные гидрографы средневодного (1958) и маловодного (1968) лет можно использовать в дальнейших расчётах.

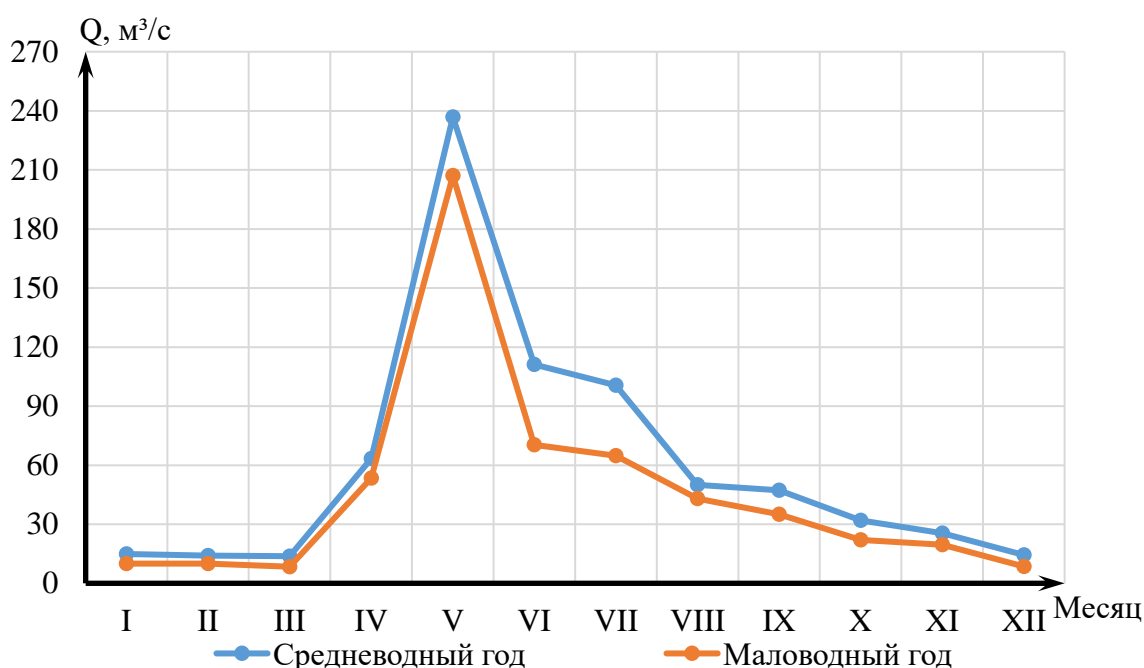


Рисунок 2.2 – Расчетный гидрограф средневодного и маловодного лет

2.2 Определение установленной мощности на основе водно-энергетических расчетов

2.2.1 Расчет конкурирующих режимов работы ГЭС по бытовому стоку и по требованиям ВХК

Для выбранного расчетного маловодного года и принятой обеспеченности вычисляется значение мощности на бытовом стоке для каждого месяца года.

Бытовые мощности определяются при постоянном горизонте верхнего бьефа (ВБ), равном отметке НПУ, а напор ГЭС – по формуле

$$H_{\text{ГЭС}} = z_{\text{ВБ}} - z_{\text{НВ}} - \Delta h, \quad (2.11)$$

где $Z_{ВБ}$ – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке НПУ;

$Z_{НБ}$ – уровень нижнего бьефа (УНБ), соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды с учётом зимней и летней кривой связи $Z_{НБ} = f(Q)$;

Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях (принимаются за 1% от полного напора), $\Delta h = 0,38$ м.

Тогда бытовая мощность будет рассчитываться по формуле

$$N_{\text{быт.ГЭС}} = k_N \cdot Q_{\text{пол}}^{\text{быт}} \cdot H_{\text{ГЭС}}, \quad (2.12)$$

где k_N – коэффициент мощности;

$Q_{\text{пол}}^{\text{быт}}$ – полезный бытовой расход в данный месяц, м³/с;

$H_{\text{ГЭС}}$ – напор ГЭС.

Результаты расчетов представлены в таблицах 2.5, 2.6 и 2.7.

Таблица 2.5 – Режим работы ГЭС по бытовому стоку при УВБ равном НПУ

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{быт}}, \text{ м}^3/\text{с}$	10	10	8	53	207	70	65	43	35	22	20	9
$Z_{ВБ}, \text{ м}$	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529
$Z_{НБ}, \text{ м}$	491,4	491,4	491,4	492,7	495,4	493,1	493,0	492,4	492,2	491,8	491,8	491,4
$H, \text{ м}$	37,2	37,2	37,3	35,9	33,2	35,5	35,7	36,2	36,5	36,9	36,8	37,3
$N_{\text{быт}}, \text{ МВт}$	3	3	3	17	61	22	20	14	11	7	6	3

Таблица 2.6 – Режим работы ГЭС по требованиям ВХК

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{ВХК}}, \text{ м}^3/\text{с}$	10	10	8	53	207	70	65	43	35	22	20	9
$Z_{ВБ}, \text{ м}$	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529
$Z_{НБ}, \text{ м}$	491,4	491,4	491,4	492,7	495,4	493,1	493,0	492,4	492,2	491,8	491,8	491,4
$H, \text{ м}$	37,2	37,2	37,3	35,9	33,2	35,5	35,7	36,2	36,5	36,9	36,8	37,3
$N_{\text{ВХК}}, \text{ МВт}$	3	3	3	17	61	22	20	14	11	7	6	3

Для построения баланса энергии, необходимо сравнить режимы работы ГЭС по требованиям ВХК и работы ГЭС по бытовому стоку и определить избыточную мощность. Сравнение режимов приведено в таблице 2.7.

$$N_{\text{изб}} = \sum(N_{\text{быт}} - N_{\text{ВХК}}) = 50 \text{ МВт}. \quad (2.13)$$

Таблица 2.7 – Сравнение режимов работы ГЭС по требованиям ВХК и работы ГЭС по бытовому стоку

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$N_{\text{быт}}, \text{ МВт}$	3	3	3	17	61	22	20	14	11	7	6	3
$N_{\text{ВХК}}, \text{ МВт}$	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
$N_{\text{быт}} - N_{\text{ВХК}}, \text{ МВт}$	-7	-7	-7	7	51	12	10	4	1	-3	-4	-7

2.2.2 Баланс энергии

Первая попытка зарегулировать сток осуществляется в графической форме с помощью построений на годовом графике средних мощностей энергосистемы.

После сравнения двух режимов работы ГЭС, распределим избыток бытовой мощности на зимние месяцы. таким образом, чтобы из полученных значений получилась прямая линия. Эта линия и есть линия гарантированной мощности. Гарантированная мощность – средняя мощность зимних месяцев, которую может обеспечить гидроэлектростанция в условиях маловодного года за счёт перераспределения стока.

Данное распределение мощностей приблизительно, так как при расчете мощностей не учитывалось изменение уровня водохранилища в процессе его сработки-наполнения.

Избыточные мощности: $N_{изб}^{янв} = N_{изб}^{дек} = 18$ МВт, $N_{изб}^{фев} = N_{изб}^{нояб} = 8$ МВт.

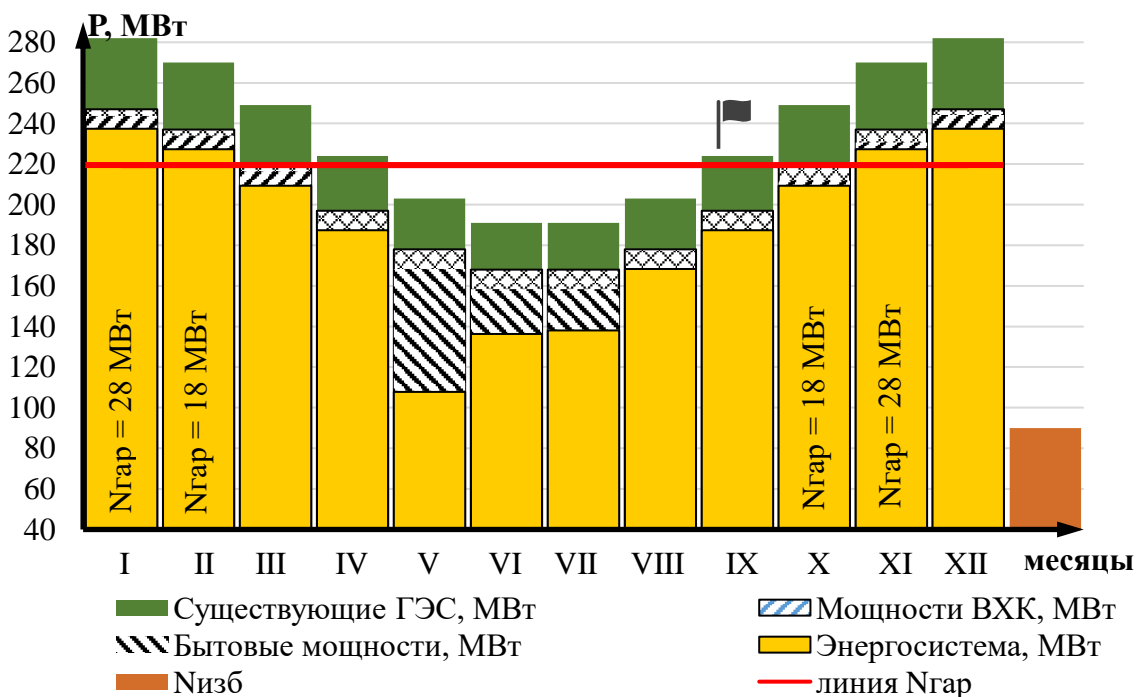


Рисунок 2.3 – Баланс энергии

2.2.3 Водно-энергетический расчет в маловодном году

Основной задачей ВЭР является определение гарантированных мощностей, отметки УМО и полезного объёма водохранилища.

Расчет начинается с того момента времени, когда бытовой стока недостаточно, чтобы покрыть требования водохозяйственного комплекса либо выдать гарантированную мощность, а именно: после окончания весенне-летнего половодья, когда водохранилище заполнено и, следовательно, уровень воды в нем равен отметке НПУ. Исходя из условий расчета, начало сработки водохранилища начинается с X месяца.

При сработке водохранилища добиваемся в 11, 12, 1, 2 месяцах равенства итоговых и гарантированных мощностей. Для остальных месяцев необходимо достичь равенства расходов нижнего бьефа ($Q_{НБ}$) с расходами по ВХК ($Q_{ВХК}$).

По итогу важно получить равенство начальных и конечных отметок верхнего бьефа в 10 и 9 месяцах водохранилища соответственно.

В начальной итерации не получилось достичь поставленной цели, но после корректировки линии гарантированной мощности удалось выполнить условия, снизив мощности проектируемой станции. Обе итерации показан в приложении А.

Результаты расчетов ВЭР по условию маловодного года:

- гарантированная мощность января, декабря – $N_{гар} = 27$ МВт;
- гарантированная мощность февраля, ноября – $N_{гар} = 17$ МВт;
- уровень мёртвого объёма – УМО = 521,29 м;
- полезный объем – $V_{полезн} = 0,75$ км³.

2.2.4 Расчет резервов и планирование капитальных ремонтов оборудования

При составлении баланса мощностей учитываем следующее: аварийный резерв составляет 10% от максимальной мощности энергосистемы. Нагрузочный резерв – 3% от максимальной мощности энергосистемы. Ввиду того, что дублирующая мощность отсутствует, установленную мощность проектируемой ГЭС представим в виде суммы:

$$N_{уст.}^{ГЭС} = N_{выт.раб.}^{ГЭС} + N_{рез}^{ГЭС}, \quad (2.14)$$

где $N_{выт.раб.}^{ГЭС}$ – рабочая мощность января, декабря (вытесняющая).

Нагрузочный резерв необходимый энергосистеме в целом для января:

$$P_{нагр}^{ЭС} = P_{max}^{ЭС} \cdot 0,03 = 348 \cdot 0,03 = 10 \text{ МВт}. \quad (2.15)$$

Нагрузочный резерв распределяется между проектируемой и существующими ГЭС пропорционально их максимальным рабочим мощностям, тогда:

$$P_{нагр}^{пр. ГЭС} = 3 \text{ МВт},$$

$$P_{нагр}^{сущ. ГЭС} = 5 \text{ МВт}.$$

Оставшуюся часть резерва распределяем на ТЭС:

$$P_{нагр}^{сущ. ТЭС} = 2 \text{ МВт}.$$

Аварийный резерв для января:

$$P_{\text{авар}}^{\text{ЭС}} = P_{\text{max}}^{\text{ЭС}} \cdot 0,1 = 348 \cdot 0,1 = 35 \text{ МВт.} \quad (2.16)$$

Аварийный резерв размещается на ТЭС, поэтому при расчёте установленной мощности проектируемой ГЭС он считается равным 0.

Для определения величины ремонтного резерва необходимо определить ремонтную площадь существующих ГЭС и ТЭС, а также проектируемой ГЭС соответственно:

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ ГЭС}} = \frac{N_{\text{раб}}^{\text{сущ ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ мес.} = \frac{77}{6} = 13 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}, \quad (2.17)$$

$$F_{\text{рем}}^{\text{пр ГЭС}} = \frac{N_{\text{раб}}^{\text{пр ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ мес.} = \frac{53}{6} = 9 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}, \quad (2.18)$$

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \frac{N_{\text{раб}}^{\text{ТЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ мес.} = \frac{218}{6} = 36 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}. \quad (2.19)$$

Ремонт ТЭС размещается на два месяца, в период провала графика нагрузки энергосистемы.

После расчёта резервов необходимо определить установленную мощность проектируемой станции:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = 63 + 3 = 66 \text{ МВт.}$$

2.2.5 Баланс мощностей

Баланс мощностей представляет собой распределение мощностей на покрытие максимальной нагрузки между всеми участниками энергосистемы и размещение резервов во времени и по конкретным электростанциям. Его построение производится на годовом графике максимальных мощностей.

Для обеспечения критерия максимального вытеснения тепловых мощностей проводится линия, выравнивающая нижнюю огибающую мощностей проектируемой ГЭС в зимние месяцы, попавшие под регулирование.

Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т. е. когда на ГЭС имеется свободная мощность после окончания половодья, но до начала сработки водохранилища. Ремонтный резерв ГЭС осуществляться будет в сентябре. На ТЭС – в июне, июле.

Данные для построения баланса мощностей представлены в приложении А, таблица А.3.

График баланса мощностей представлен на рисунке 2.4.

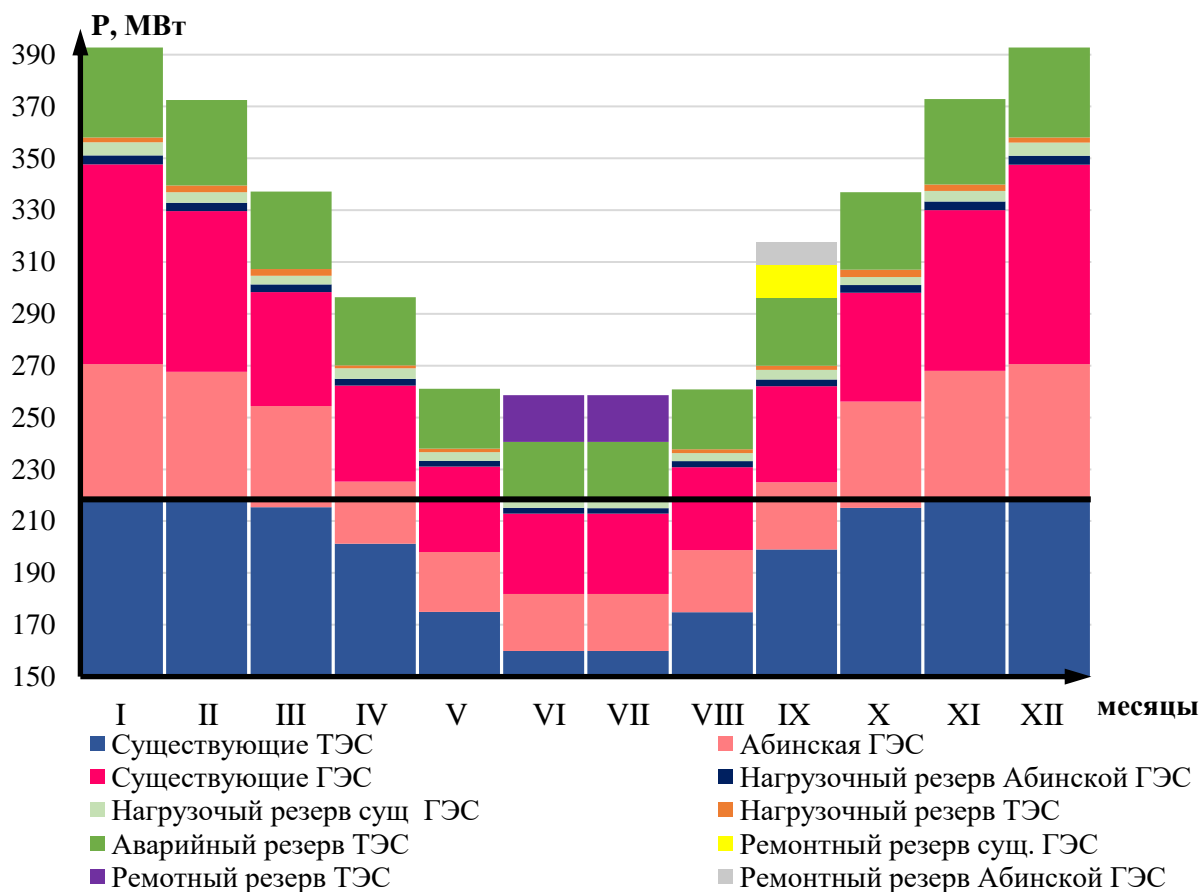


Рисунок 2.4 – Баланс мощностей

2.2.6 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС в средневодном году

Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС в среднем по водности условиях необходим для определения среднегодовой выработки ГЭС. Критерием оценки работы ГЭС в средневодном году для начальных стадий проектирования принимается максимальная выработка электроэнергии при условии вытеснения тепловых мощностей, не меньше полученных при работе ГЭС в расчетных маловодных условиях. С учетом этого условия, наполнение водохранилища следует закончить как можно раньше для увеличения напоров ГЭС и, как следствие, выработки электроэнергии.

По данным расчета, представленных в приложении А (таблица А.4), посчитаем среднемноголетнюю выработку:

$$\mathcal{E} = \sum_{i=1}^{12} N_i \cdot \frac{t_{\text{мес}}}{1000} = 156,8 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.} \quad (2.20)$$

По расчетам построим графики сработки и наполнения водохранилища ГЭС в средневодном и маловодном годах (рис. 2.5).

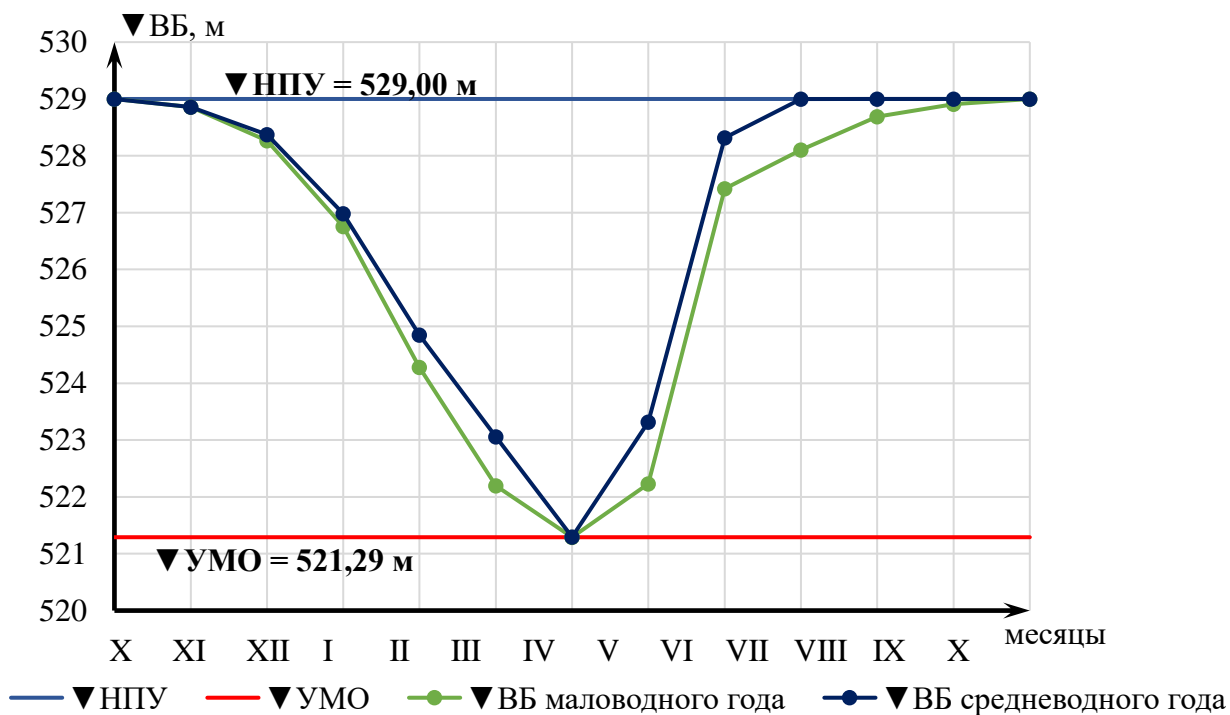


Рисунок 2.5 – График сработки-наполнения водохранилища

3 Гидротурбинное, гидромеханическое и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор числа и типа агрегатов

3.1.1 Построение режимного поля

Выбор оборудования начинается с построения режимного поля или напорных характеристик ГЭС. Режимное поле – это область допустимых режимов работы гидроэлектростанции.

При составлении режимного поля пользуемся методикой, приведенной в методическом пособии [1].

Результаты расчета режимного поля сведены в таблицу 3.1.

По данным таблицы построен график, представленный на рисунке 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчета режимного поля Абинской ГЭС

Кривые связи нижнего бьефа		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной установленной мощности	Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
Q, м ³ /с	ZНБ	Н _{нпу}	Н _{умо}	Н _{расч}	Q по N	Н _{пр}	Q пропуск
0	491,00	37,62	29,91	34,14	219,70	29,33	255,75
15	491,52	37,10	29,39	33,61	223,12	28,53	252,24
50	492,58	36,04	28,33	32,56	230,36	27,73	248,68
100	493,76	34,86	27,15	31,38	239,01	26,93	245,06
150	494,64	33,98	26,27	30,50	245,91	26,13	241,40
200	495,30	33,32	25,61	29,84	251,37	25,33	237,67
250	495,81	32,81	25,10	29,33	255,75	24,53	233,89
300	496,22	32,40	24,69	28,92	259,36	23,73	230,04
350	496,56	32,06	24,35	28,57	262,47	22,93	226,13
400	496,86	31,76	24,05	28,27	265,28	22,13	222,15
450	497,14	31,48	23,77	27,99	267,94	21,33	218,10
500	497,41	31,21	23,50	27,72	270,55	20,53	213,97
550	497,68	30,94	23,23	27,46	273,17	19,73	209,76
600	497,94	30,68	22,97	27,19	275,82	18,93	205,46

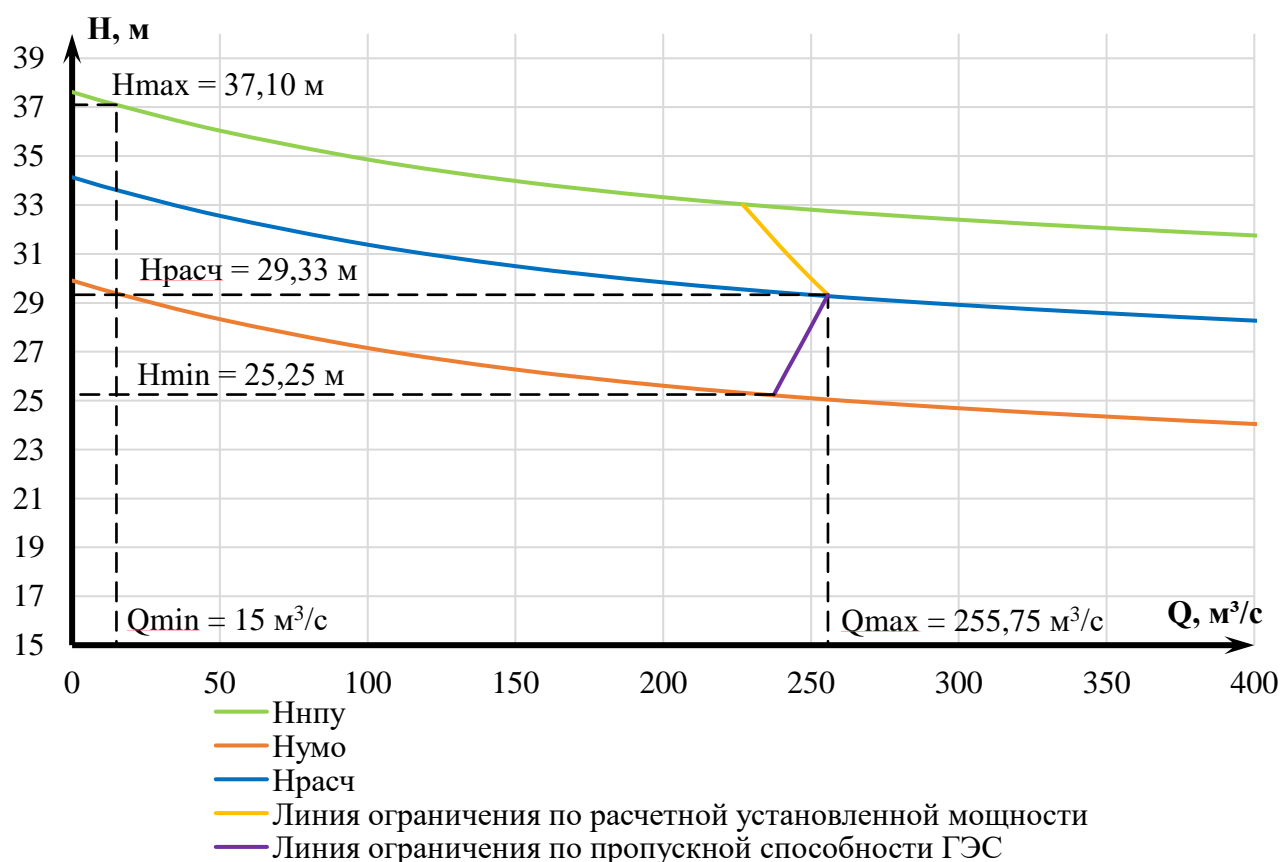


Рисунок 3.1 – Режимное поле с учетом заданных ограничений по расходу, мощности и пропускной способности

Из режимного поля определяется диапазон изменения напоров и расходов:
 $H_{max} = 37,1$ м, $H_p = 29,33$ м, $H_{min} = 25,25$ м, $Q_{max} = 255,75$ м³/с.

3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

Выбор оборудования с использованием ГУХ состоит в том, чтобы для каждого рассматриваемого типа турбин, подобрать такие варианты диаметра рабочего колеса (D_1) и синхронной частоты вращения ($n_{синх}$), при которых в области допустимых режимов по напору и расходу воды проектируемая ГЭС работала бы с наибольшим КПД, при минимальном заглублении и количестве установленных агрегатов.

Таким образом, был осуществлен подбор вариантов турбин, основываясь на, полученном из режимного поля, диапазоне напоров. Модельные параметры подходящих гидротурбин представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Основные параметры модельных гидротурбин

Параметры	ПЛ40а-В	ПЛ40б-В	РО45-В
$H_{пред}$, м	40	40	45
H_{min}/H_{max}	0,50	0,50	0,60
$n'_{I\text{ опт}}$, об/м	125	123	82
$Q_{I\text{ опт}}$, л/с	1020	1150	1200
$\eta_{м\text{ опт}}$	0,913	0,904	0,912
$Q'_{I\text{ max}}$, л/с	1690	1630	1430
$\sigma(Q'_{I\text{ max}})$	0,65	0,65	0,23
$D_{I\text{ м}}$, м	0,460	0,460	0,460
$H_{мод}$, м	4	4	4
$t_{мод}$, °С	10	20	8

Далее производится выбор номинального диаметра рабочего колеса. В таблице 3.3 представлен ряд стандартных значений диаметров рабочих колес.

Таблица 3.3 – Ряд стандартных значений диаметров рабочих колес

D_I , мм								
1000	1250	1400	1600	1800	1900	2000	2120	2240
2360	2500	2650	2800	3000	3150	3350	3550	3750
4000	4250	4500	4750	5000	5300	5600	6000	6300
6700	7100	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10600

Задаваясь рядом стандартных значений диаметров D_1 , производим расчеты следующих параметров:

– КПД натурной турбины:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \sqrt[5]{\frac{D_{1\text{мод}}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_{\text{мод}}}{H_p}} \cdot \sqrt[5]{\frac{v_H}{v_{\text{мод}}}} \right), \quad (3.1)$$

где η_M – КПД модельной турбины в расчетной точке;

ε – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям, принимается для ПЛ $\varepsilon = 0,75$;

$D_{1\text{мод}}$ – диаметр модельной турбины;

$H_{\text{мод}}$ – напор модельной турбины;

D_1 – диаметр натурной турбины;

H_p – расчетный напор натурной турбины;

v_H – коэффициент кинематической вязкости воды натурной турбины, принимаем $v_H = 1,3 \cdot 10^6 \text{ м}^2/\text{с}$;

$v_{\text{мод}}$ – коэффициент кинематической вязкости воды модельной турбины. Выбирается по таблице 3.4, с учетом температуры для модели ($t_{\text{мод}}$).

Таблица 3.4 – Зависимость коэффициента кинематической вязкости воды от температуры

$t, ^\circ\text{C}$	0	5	10	15	20	25	30	35
$\nu \cdot 10^6, \text{ м}^2/\text{с}$	1,79	1,51	1,30	1,14	1,01	0,90	0,81	0,74

Пример расчетов приведен для турбины ПЛ40а-В диаметра рабочего колеса $D_1 = 4,25 \text{ м}$.

$$\eta_T = 1 - (1 - 0,883) \left((1 - 0,75) + 0,75 \cdot \sqrt[5]{\frac{0,46}{4,25}} \cdot \sqrt[10]{\frac{4}{29,3}} \cdot \sqrt[5]{\frac{1,3 \cdot 10^6}{1,3 \cdot 10^6}} \right) = 0,925.$$

Мощность агрегата в расчётной точке:

$$N'_{\text{агр}} = 9,81 \cdot Q'_{\text{Ир}} \cdot D_1^2 \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_T \cdot \eta_G; \quad (3.2)$$

где $Q'_{\text{Ир}}$ – приведенный расход в расчётной точке;

H_p – расчётный напор;

η_T – КПД натурной турбины;

η_G – КПД генератора. Принимаем $\eta_G = 0,96$;

$$N'_{\text{агр}} = 9,81 \cdot 1,69 \cdot 4,25^2 \cdot 29,3^{\frac{3}{2}} \cdot 0,925 \cdot 0,96 = 42,16 \text{ МВт}.$$

Количество агрегатов:

$$Z'_{\text{агр}} = \frac{N_{\text{уст}}}{N'_{\text{агр}}}, \quad (3.3)$$

где $N_{\text{уст}}$ – установленная мощность гидроузла в кВт;
 $N'_{\text{агр}}$ – мощность гидроагрегата в расчётной точке;

$$Z'_{\text{агр}} = \frac{66000}{42160} = 1,6 \text{ шт} \Rightarrow Z_{\text{агр}} = 2 \text{ шт.}$$

Необходимо округление числа агрегатов в большую сторону до целого числа ($Z_{\text{агр}}$), а также уточнение мощности гидроагрегата в расчётной точке ($N_{\text{агр}}$). С помощью формулы (3.3.1):

$$N_{\text{агр}} = \frac{N_{\text{уст}}}{Z_{\text{агр}}} = \frac{66000}{2} = 33000 \text{ кВт}, \quad (3.3.1)$$

Поправка на масштабный эффект:

$$m = \frac{\eta_{\text{т}}}{\eta_{\text{м}}} = \frac{0,925}{0,883} = 1,05, \quad (3.4)$$

где $\eta_{\text{т}}$ – КПД натурной турбины;
 $\eta_{\text{м}}$ – КПД модельной турбины;

Частота вращения турбины

$$n' = \frac{n'_{\text{opt}} \sqrt{m \cdot H_{\text{р}}}}{D_1} = \frac{125 \cdot \sqrt{1,05 \cdot 29,3}}{4,25} = 162,9, \quad (3.5)$$

где n'_{opt} – приведенная частота вращения модельной гидротурбины в точке оптимума;

m – поправка на масштабный эффект;

$H_{\text{р}}$ – расчётный напор натурной турбины;

D_1 – диаметр натурной турбины;

Частота вращения турбины округляется до стандартного значения.

$$n'_{\text{синх}} = 166,7 \text{ об/мин.}$$

Приведенные частоты вращения:

$$n'_{\text{max}} = \frac{n'_{\text{синх}} D_1}{\sqrt{m \cdot H_{\text{min}}}} = \frac{166,7 \cdot 4,25}{\sqrt{1,05 \cdot 25,25}} = 137,8 \text{ об/мин}, \quad (3.6)$$

$$n'_{\text{расч}} = \frac{n'_{\text{синх}} D_1}{\sqrt{m \cdot H_{\text{расч}}}} = \frac{166,7 \cdot 4,25}{\sqrt{1,05 \cdot 29,3}} = 127,9 \text{ об/мин}, \quad (3.7)$$

$$n'_{\text{min}} = \frac{n'_{\text{синх}} D_1}{\sqrt{m \cdot H_{\text{max}}}} = \frac{166,7 \cdot 4,25}{\sqrt{1,05 \cdot 37,1}} = 113,7 \text{ об/мин}. \quad (3.8)$$

Произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_{H_p} \cdot \eta_T = \frac{N_{\text{агр}}}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_r} = \frac{33000}{9,81 \cdot 4,25^2 \cdot 29,3 \cdot \sqrt{29,3} \cdot 0,96} = 1,223, \quad (3.9)$$

где $N_{\text{агр}}$ – уточненная мощность гидроагрегата;

D_1 – диаметр натурной турбины;

H_p – расчётный напор натурной турбины;

m – поправка на масштабный эффект;

η_r – КПД генератора;

Произведение для построения линии ограничения по генератору:

$$Q'_{H_{\text{max}}} \cdot \eta_T = \frac{N_{\text{агр}}}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{\text{max}} \cdot \sqrt{H_{\text{max}}} \cdot \eta_r} = \frac{33000}{9,81 \cdot 4,25^2 \cdot 37,1 \cdot \sqrt{37,1} \cdot 0,96} = 0,576, \quad (3.10)$$

где H_{max} – максимальный напор натурной турбины.

Левая часть уравнений (3.9) и (3.10), определена подбором положения точек на линиях $n'_{\text{расч}}$ и n'_{min} соответственно. Параметры указаны в сводных таблицах, приведенных ниже.

Подбор параметров производят до выполнения равенства между левой и правой частью уравнений.

Рассчитанные по формулам 1.1-1.10 параметры для различных диаметров натурных турбин ПЛ40а-В, ПЛ40б-В и РО45-В представлены в таблицах 3.6–3.8. Таблица 3.6 – Сводная таблица рассчитанных параметров гидротурбины ПЛ-40а-В

Параметр	Расчетное значение					
	3,35	3,55	3,75	4	4,25	4,5
D_1 , м	3,35	3,55	3,75	4	4,25	4,5
η_T , о.е	0,922	0,923	0,923	0,924	0,925	0,922
$N'_{\text{агр}}$, МВт	26,13	29,36	32,78	37,32	42,16	26,13
$Z'_{\text{агр}}$, ШТ	2,5	2,2	2,0	1,8	1,6	2,5
$Z_{\text{агр}}$, ШТ	3	3	2	2	2	3
$N_{\text{агр}}$, кВт	22	22	33	33	33	22
m	1,04	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04
n' , об/мин	206,4	194,9	184,5	173,0	162,9	206,4
$n'_{\text{синх}}$, об/мин	214,3	214,3	187,5	187,5	166,7	214,3
n'_{max} , об/мин	139,8	148,1	136,8	145,9	137,8	139,8
$n'_{\text{расч}}$, об/мин	129,8	137,5	127,0	135,4	127,9	129,8

Окончание таблицы 3.6

n'_{Imin} , об/мин	115,3	122,2	112,9	120,4	113,7	115,3
$Q'_{Hр} \cdot \eta_T$	1,312	1,169	1,571	1,381	1,223	1,091
$Q'_{Hmax} \cdot \eta_T$	0,577	0,577	0,576	0,576	0,576	0,575
$Q'_{Hр}$	1,447	1,287	1,827	1,527	1,345	1,198
η_T при $Hр$	0,9065	0,9082	0,86	0,9043	0,909	0,9103
Q'_{Hmax}	0,638	0,64	0,638	0,638	0,638	0,639
η_T при $Hmax$	0,904	0,901	0,9035	0,9023	0,9023	0,9

Таблица 3.7 – Сводная таблица рассчитанных параметров гидротурбины ПЛ-40Б-В

Параметр	Расчетное значение							
	3,35	3,55	3,75	4	4,25	4,5	4,75	5
D_1 , м	3,35	3,55	3,75	4	4,25	4,5	4,75	5
η_T , о.е	0,926	0,927	0,927	0,928	0,929	0,929	0,929	0,930
$N'_{арр}$, МВт	25,31	28,44	31,75	36,15	40,83	45,80	51,06	51,06
$Z'_{арр}$, ШТ	2,6	2,3	2,1	1,8	1,6	1,4	1,3	1,3
$Z_{арр}$, ШТ	3	3	3	2	2	2	2	2
$N_{арр}$, кВт	22	22	22	33	33	33	33	33
m	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
n' , об/мин	202,5	191,1	181,0	169,7	159,8	151,0	143,0	143,0
$n'_{синх}$, об/мин	214,3	214,3	187,5	187,5	166,7	166,7	150,0	150,0
$n'_{I max}$, об/мин	140,2	148,6	137,3	146,4	138,2	146,3	138,9	138,9
$n'_{I расч}$, об/мин	130,2	137,9	127,4	135,9	128,3	135,8	129,0	129,0
$n'_{I min}$, об/мин	115,7	122,6	113,2	120,8	114,0	120,7	114,6	114,6
$Q'_{Hр} \cdot \eta_T$	1,312	1,169	1,047	1,381	1,223	1,091	0,979	0,979
$Q'_{Hmax} \cdot \eta_T$	0,568	0,568	0,568	0,567	0,567	0,567	0,566	0,566
$Q'_{Hр}$	1,458	1,3	1,16	1,541	1,244	1,213	1,087	1,087
η_T при $Hр$	0,9002	0,8995	90,27	89,63	90,26	89,96	90,1	90,1
Q'_{Hmax}	0,638	0,638	0,638	0,637	0,637	0,637	0,636	0,636
η_T при $Hmax$	0,8909	0,8902	0,891	0,8902	0,8902	0,8902	0,8902	0,8902

Таблица 3.8 – Сводная таблица рассчитанных параметров гидротурбины РО45-В

Параметр	Расчетное значение								
	3,35	3,55	3,75	4	4,25	4,5	4,75	5	5
D_1 , м	3,35	3,55	3,75	4	4,25	4,5	4,75	5	5
η_T , о.е	0,917	0,918	0,919	0,919	0,920	0,920	0,921	0,921	0,921
$N'_{арр}$, МВт	21,99	24,71	27,59	31,41	35,49	39,81	44,38	49,20	49,20
$Z'_{арр}$, ШТ	3,0	2,7	2,4	2,1	1,9	1,7	1,5	1,3	1,3
$Z_{арр}$, ШТ	3	3	3	3	2	2	2	2	2
$N_{арр}$, кВт	22	22	22	22	33	33	33	33	33
m	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
n' , об/мин	135,7	128,1	121,3	113,7	107,1	101,2	95,9	91,1	91,1
$n'_{синх}$, об/мин	136,4	130,4	125	115,4	107,1	107,1	101	93,8	93,8
$n'_{I max}$, об/мин	88,8	89,9	91,0	89,6	88,3	93,5	93,1	91,0	91,0

Окончание таблицы 3.8

$n'_{I \text{ расч}}$, об/мин	82,4	83,5	84,5	83,2	82,0	86,8	86,4	84,4
$n'_{I \text{ min}}$, об/мин	73,3	74,2	75,1	73,9	72,9	77,2	76,8	75,0
$Q'_{Hр} \cdot \eta_T$	1,312	1,169	1,047	0,921	1,223	1,091	0,979	0,884
$Q'_{Hmax} \cdot \eta_T$	0,585	0,585	0,585	0,584	0,584	0,583	0,583	0,583
$Q'_{Hр}$	1,62	1,28	1,155	1,047	1,372	1,2	1,11	1,02
η_T при $Hр$	0,81	0,913	0,9065	0,88	0,8914	0,909	0,882	0,867
Q'_{Hmax}	0,72	0,721	0,723	0,72	0,718	0,727	0,724	0,721
η_T при $Hmax$	0,812	0,811	0,809	0,811	0,813	0,802	0,805	0,809

Данные турбины были отобраны по следующим критериям:

- максимальный КПД;
- оптимальная рабочая зона турбины;
- приемлемое количество гидроагрегатов.

В последующих расчетах не рассматриваются гидротурбины:

- ПЛ40а-В с $D_1 = 3,55$ м, $D_1 = 4,0$ м и $D_1 = 4,5$ м так как точка оптимума не входит в зону работы;
- ПЛ40а-В с $D_1 = 3,75$ м так как расчетная точка не входит на ГУХ;
- ПЛ40б-В т.к. линии расчетного напора для всех диаметров турбин находятся выше точки оптимума.
- РО45-В с $D_1 = 3,35$ м так как зона работы пересекает линию 5%-ного запаса мощности, что нежелательно при эксплуатации;
- РО45-В с $D_1 = 3,75$ м, $D_1 = 4,0$ м, $D_1 = 4,5$ м, $D_1 = 4,75$ м и $D_1 = 5,0$ м так как точка оптимума не входит в зону работы.

Зоны работы ГТ обозначены на универсальных характеристиках гидротурбин и приведены в приложении Б (рис. Б.1-Б.5).

3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины

Отметка расположения рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее бескавитационной работы, находится по формуле (3.11).

$$\nabla Z_{p.k.} = Z_{нб}(Q_{нб}) + H_S, \quad (3.11)$$

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

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

– работа минимального числа агрегатов при их полной нагрузке и максимальном напоре H_{max} ;

– работа минимального числа при их полной нагрузке и расчетном напоре $H_{расч}$;

– минимальная нагрузка на агрегаты при минимальном напоре H_{min} .

Высота отсасывания:

$$H_s = 10,33 - \frac{Z_{нб}(Q_{нб})}{900} - \sigma H - \Delta H_s + \Delta Z_{х.пл}, \quad (3.12)$$

где $H_{атм}$ – величина атмосферного давления (при нормальных условиях $H_{атм} = 10,33$ мм вод.ст.);

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

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

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

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

$\Delta Z_{х.пл}$ – разность высот отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин. Для ПЛ турбин $\Delta Z_{х.пл} = 0$, для РО турбин $\Delta Z_{х.пл} = \frac{b_0}{2}$.

Расход в характерных точках, получают с помощью формулы подобия, подставляя соответствующий расход в расчетной точке:

$$Q = Q'_1 \cdot Z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{m \cdot H}, \quad (3.13)$$

где Q'_1 – приведенный расход в расчетной точке;

Z_a – количество гидроагрегатов. Принято $Z_a = 1$;

H – соответствующий напор;

m – поправка на масштабный эффект.

При H_{max} :

$$H_s = 10,33 + \frac{(493,14)}{900} - 0,14 \cdot 37,1 - 1,5 = 3,09 \text{ м.}$$

При H_p :

$$H_s = 10,33 + \frac{(494,39)}{900} - 0,445 \cdot 29,3 - 1,5 = -4,76 \text{ м.}$$

При H_{min} :

$$H_s = 10,33 + \frac{(491,13)}{900} - 0,428 \cdot 25,25 - 1,5 = -2,53 \text{ м.}$$

Рассчитанные высоты отсасывания удовлетворяют допустимым пределам.

Далее рассчитываем отметку установки рабочего колеса при каждой из вычисленных высот отсасывания по кривой связи нижнего бьефа (рис. 1.1).

Отметка установки рабочего колеса в поворотно-лопастных турбинах отсчитывается от уровня нижнего бьефа до оси поворота лопастей, в вертикальных радиально-осевых турбинах – до нижней кромки направляющего аппарата.

При H_{\max} :

$$\nabla Z_{\text{р.к.}} = 493,14 + 3,09 = 496,22 \text{ м.}$$

При $H_{\text{р}}$:

$$\nabla Z_{\text{р.к.}} = 494,39 + (-4,76) = 489,63 \text{ м.}$$

При H_{\min} :

$$\nabla Z_{\text{р.к.}} = 494,13 + (-2,53) = 491,60 \text{ м.}$$

Все рассчитанные параметры приведены в таблицах 3.7 и 3.8.

Таблица 3.7 – Расчетные параметры гидротурбины ПЛ40а-В

Параметр	$D_1 = 3,35$			$D_1 = 4,25$		
	H_{\max}	$H_{\text{р}}$	H_{\min}	H_{\max}	$H_{\text{р}}$	H_{\min}
H						
Q	44,57	89,84	80,12	71,83	134,57	119,35
∇НБ	492,43	493,55	493,33	493,14	494,39	494,13
б	0,145	0,5	0,48	0,14	0,445	0,428
H_s	5,89	-6,37	-3,84	3,09	-4,76	-2,53
$\nabla Z_{\text{р.к.}}$	498,32	487,18	489,49	496,22	489,63	491,60

Таблица 3.8 – Расчетные параметры гидротурбины РО45-В

Параметр	$D_1 = 3,35$			$D_1 = 3,55$			$D_1 = 4,25$		
	H_{\max}	$H_{\text{р}}$	H_{\max}	$H_{\text{р}}$	H_{\min}	H_{\min}	H_{\max}	$H_{\text{р}}$	H_{\min}
H									
Q	50,40	100,77	94,12	56,69	89,44	84,97	80,99	137,53	90,38
∇НБ	492,59	493,77	493,64	492,76	493,54	493,44	493,35	494,44	493,56
б	0,11	0,26	0,28	0,11	0,17	0,162	0,11	0,2025	0,2
H_s	5,88	1,99	2,59	5,91	4,92	5,90	6,04	4,00	4,97
$\nabla Z_{\text{р.к.}}$	498,47	495,76	496,23	498,67	498,46	499,34	499,39	498,44	498,53

При расчете параметров выбранных турбин было выяснено, что наиболее подходящим вариантом является турбина ПЛ40а-В с диаметром рабочего колеса $D_1 = 4,25$ м. Данный выбор обусловлен максимальным КПД, оптимальной высотой отсасывания, сравнительно малым коэффициентом кавитации.

Для бескавитационного режима работы принимаем минимальную отметку установки рабочего колеса $\nabla Z_{\text{рк}} (H_{\text{расч}}) = 489,63$ м.

3.3 Расчет и построение плана бетонной спиральной камеры с плоским потолком и неполным углом охвата

Целью гидромеханического расчета спиральной камеры является определение размеров ее радиальных сечений и формы спирали в плане. Форма сечения спиральной камеры – с плоским потолком и углом $\gamma = 15^\circ$.

По чертежу проточной части модельной гидротурбины, представленной в приложении Б (рисунок Б.6), были определены основные геометрические размеры гидротурбины.

Угол охвата спиральной камеры $\varphi_{\text{сп}} = 210^\circ$

Наружный радиус входного сечения:

$$r_{\text{вх}} = 1,789 \cdot 4,25 = 7,6 \text{ м.} \quad (3.14)$$

В соответствии с приложением Д: диаметр расположения входных кромок статора: $D_{\text{нар}} = D_a = 6,6$ м; и выходных кромок $D_{\text{вн}} = D_b = 5,76$ м.

Радиусы входных и выходных кромок:

$$r_a = \frac{D_a}{2} = \frac{6,6}{2} = 3,3, \quad (3.15)$$

$$r_b = \frac{D_b}{2} = \frac{5,76}{2} = 2,88. \quad (3.16)$$

Высота статора:

$$B_{\text{ст}} = b_0 + 0,0033 \cdot D_1 = 1,7 + 0,0033 \cdot 4,25 = 1,71 \text{ м,} \quad (3.17)$$

где b_0 – высота направляющего аппарата

$$b_0 = 0,4 \cdot D_1 = 0,4 \cdot 4,25 = 1,7 \text{ м.}$$

Допустимая средняя скорость воды во входном сечении определена по рисунку 3.2 и равна: $v_{\text{вх}} = 4,6$ м/с.

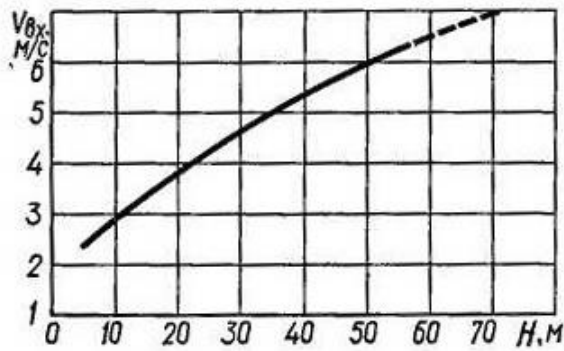


Рисунок 3.2 – Допустимые скорости во входном сечении для бетонных спиральных камер

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

$$Q_0 = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{opt}} = \frac{33000}{9,81 \cdot 29,3 \cdot 0,95} = 120,77 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.18)$$

Расход через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_i = \frac{Q_0 \cdot \varphi}{360} = \frac{120,77 \cdot 210}{360} = 70,45 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.19)$$

Площадь входного поперечного сечения:

$$F_{вх} = \frac{Q_i}{v_{вх}} = \frac{70,44}{4,6} = 15,31 \text{ м}^2. \quad (3.20)$$

Высота входного сечения определяется из квадратного уравнения:

$$F_{вх} = b_0(r_a - r_b) + (r_{вх} - r_a)b_{вх} - \frac{(b_{вх} - b_0)^2}{2} \cdot \tan 15^\circ, \quad (3.21)$$

где $b_{вх1} = 31,85 \text{ м}$; $b_{вх2} = 3,43 \text{ м}$.

Из 2 корней подходящий: $b_{вх2} = 3,43 \text{ м}$.

$$a_{вх} = r_{вх} - r_a = 7,6 - 3,3 = 4,3 \text{ м}. \quad (3.22)$$

Дальнейший расчет спиральной камеры выполнен аналитическим методом.

$$m_i = k_2 \cdot a_i = 0,40 \cdot 4,3 = 1,72, \quad (3.23)$$

$$k_2 = \frac{r_{вх} - r_a}{b_{вх} - b_{ст}} = \frac{3,43 - 1,7}{7,6 - 3,3} = 0,40,$$

$$b_i = m_i + b_o = 1,72 + 1,7 = 3,42, \quad (3.24)$$

Интеграл для любого сечения вычисляется по формуле

$$J_i = b_o \cdot \ln \frac{r_a}{r_b} + b_i \cdot \ln \frac{r_i}{r_a} - r_k \cdot \operatorname{ctg} \gamma \cdot \ln \frac{r_k}{r_a} + m_i, \quad (3.24)$$

$$J_i = 1,7 \cdot \ln \frac{3,3}{2,88} + 3,42 \cdot \ln \frac{7,6}{3,3} - 3,76 \cdot \operatorname{ctg} 15^\circ \cdot \ln \frac{3,76}{3,3} + 1,72 = 2,97.$$

Величина угла спирали и расхода для любого сечения соответственно равны:

$$\varphi_i = \frac{210}{J_{\text{вх}}} \cdot J_i = \frac{210}{2,97} \cdot 2,97 = 210^\circ. \quad (3.25)$$

Построенный график зависимости угла спирали от радиуса показан на рисунке 3.3.

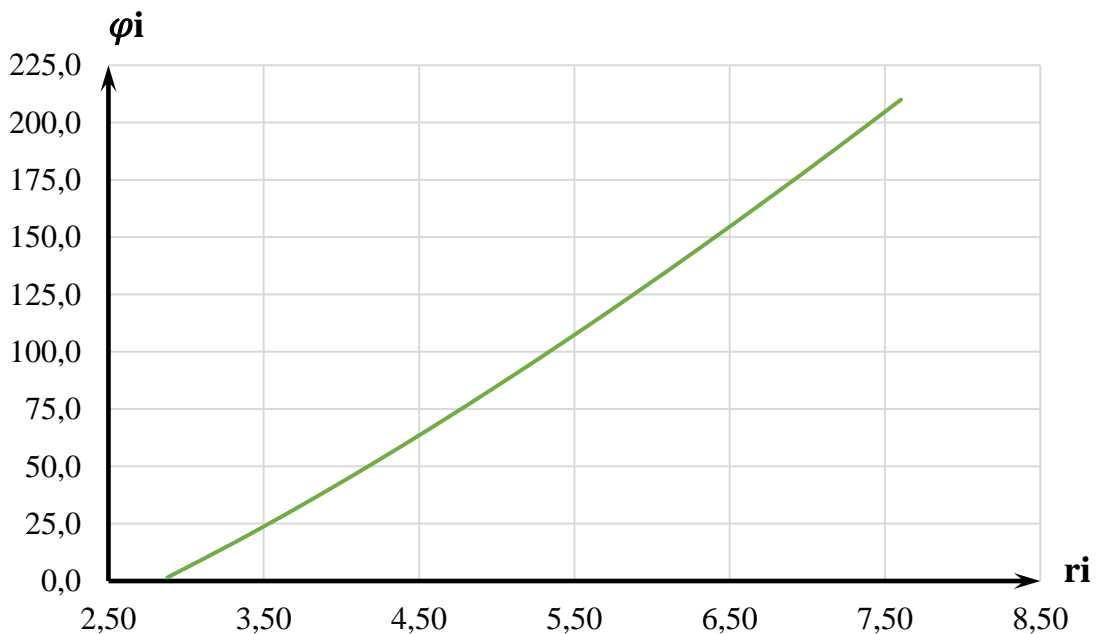


Рисунок 3.3 – График зависимости $\varphi_{\text{сп}} = f(r_i)$

Данные расчетов спиральной камеры представлены в приложении Б, таблица Б.1.

План СК представленный в приложении Б, рисунок Б.7, построен по таблице 3.9. Значения для таблицы получены путем разбиения угла охвата спиральной части камеры на интервалы с $\Delta\varphi_{\text{сп}} = 15^\circ$.

Таблица 3.9 – Разбиение угла охвата спиральной камеры

φ	0	15	30	45	60	75	90	105	120	135	150	165	180	195	210
r	2,88	3,34	3,68	4,01	4,35	4,69	5,03	5,36	5,7	6,04	6,38	6,71	7,05	7,39	7,6

Ширина подвода:

$$B' = 2,885 \cdot 4,25 = 12,26 \text{ м.} \quad (3.26)$$

Так как ширина подвода $B' > 7$ м, нужно установить промежуточный бычок, толщину которого можно приближенно назначить из выражения:

$$b = 1 + \frac{Q_{max}}{400} = 1 + \frac{120,77}{400} = 1,30 \text{ м,} \quad (3.27)$$

$$\text{где } Q_{max} = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{max}} = \frac{33000}{9,81 \cdot 29,3 \cdot 0,95} = 120,77 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (3.28)$$

3.4 Расчет параметров гидрогенератора

Подбор гидрогенератора, осуществляемый с помощью справочных данных серийных типов по расчетному значению его номинальной активной мощности и синхронной частоты вращения, не дал положительных результатов. Поэтому был произведен предварительный расчет основных параметров гидрогенератора.

Номинальная кажущаяся мощность гидрогенератора:

$$S_{ном} = \frac{N_a}{\cos \varphi} = \frac{33000}{0,82} = 55 \text{ МВ} \cdot \text{А,} \quad (3.29)$$

$$\text{где } \cos \varphi = 0,81 \div 0,9.$$

Число пар полюсов гидрогенератора:

$$2p = \frac{2 \cdot f \cdot 60}{n_{синх}} = \frac{2 \cdot 50 \cdot 60}{166,7} = 36. \quad (3.30)$$

Расчетная мощность:

$$S_p = k \cdot S_H = 1,076 \cdot 40 = 43,3 \text{ МВ} \cdot \text{А,} \quad (3.31)$$

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

Удельная нагрузка:

$$S^* = \frac{S_H}{2p} = \frac{40}{36} = 1,12. \quad (3.32)$$

Полюсное деление, зависящее от нагрузки и от способа охлаждения:

$$\tau^* = A \cdot S^{*\alpha} = 0,451 \cdot 1,12^{0,239} = 0,46 \text{ м,} \quad (3.33)$$

где A и α – эмпирические коэффициенты.

Диаметр ротора:

$$D_i = \frac{\tau^* \cdot 2p}{\pi} = \frac{0,46 \cdot 36}{3,14} = 5,31 \text{ м.} \quad (3.34)$$

Необходимо проверить, не будет ли при этом диаметре превышать предельная окружная скорость ротора в разгонном режиме.

$$v_{\text{пр}} = \frac{\pi \cdot D_i \cdot k_{\text{разг}} \cdot n_c}{60} = \frac{3,14 \cdot 5,31 \cdot 2 \cdot 166,7}{60} = 92,6 \text{ м/с.} \quad (3.35)$$

При $D_i = 5,31$ м предельная окружная скорость ротора в разгонном режиме не превышает допустимых значений $v_{\text{пр}} = 160$ м/с.

Ориентировочно диаметр шахты можно принять равным внутреннему диаметру кромок статора турбины: $D_{\text{ш}} = 5,76$.

Коэффициент машины:

$$C_a = \frac{R}{S^* \gamma} = \frac{8,9}{1,12^{0,105}} = 8,8. \quad (3.36)$$

Высота активной стали:

$$l_a = \frac{W_s}{D_i^2} = \frac{30 \cdot C_a \cdot S_p}{\pi \cdot n_{\text{синхр}} \cdot D_i^2} = \frac{30 \cdot 8,8 \cdot 43,3}{3,14 \cdot 166,7 \cdot 5,31^2} = 0,77 \text{ м.} \quad (3.37)$$

Высоту активной стали округляем до ближайшего стандартизированного значения $l_a = 0,8$ м.

Уточним конструктивное исполнение генератора.

$$\frac{D_i}{l_a} = \frac{5,31}{0,8} = 6,63 > 5, \text{ следовательно, генератор зонтичный.}$$

Внешний диаметр вала:

$$d_B = 13 \cdot \sqrt[3]{\frac{N_a}{n_{\text{синх}}}} = 13 \cdot \sqrt[3]{\frac{33000}{166,7}} = 75,77 \text{ см.} \quad (3.38)$$

Принимается стандартная величина, таким образом: $d_B = 75$ см.

Общая масса генератора приближенно:

$$G_{\text{ген}} = \psi \cdot D_i \cdot l_a = 45 \cdot 5,31 \cdot 0,8 = 191 \text{ т.} \quad (3.39)$$

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

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

$$G_{\text{рот}} = 0,53 \cdot G_{\text{ген}} = 0,53 \cdot 191 = 101,3 \text{ т.} \quad (3.40)$$

Диаметр активной стали:

$$D_a = D_i + (\text{от } 0,5 \text{ до } 0,9) = 5,31 + 0,7 = 6,007 \text{ м.} \quad (3.41)$$

Подобрана система охлаждения: косвенная воздушная.

Маркировка полученного генератора: СВ-601/80-36.

Основные параметры гидрогенератора занесены в таблицу 3.10.

Таблица 3.10 – Основные размеры генератора СВ-601/80-36

Элемент генератора	Параметры	Значение, м
статор	высота корпуса $h_{ст}$	1,36
	диаметр корпуса $D_{ст}$	7,08
	диаметр активной стали D_a	6,01
верхняя крестовина	высота $h_{в.к}$	0,53
	диаметр лучей $D_{в.к}$	7,08
подпятник	высота $h_{п}$	0,80
	диаметр кожуха $D_{п}$	2,65
нижняя крестовина	высота $h_{н.к}$	0,7
	диаметр лучей $D_{н.к}$	6,6
надстройка	высота h_0	0,40
	диаметр d_0	1,06
кратер	диаметр $D_{кр}$	7,96
	минимальная ширина подхода b	0,45
Исполнение	Зонтичное	

3.5 Выбор вспомогательного оборудования

Наиболее крупными элементами по габаритам системы регулирования гидротурбин являются маслonaпорные установки (МНУ), размещение которых должно быть предусмотрено при проектировании строительной части здания ГЭС.

По монограмме [4 рис.10.9] подобран следующий тип маслonaпорной установки для $H_{max} = 37,1$ м и $D_1 = 4,25$ м:

МНУ 4/1-40-4-2:

Маслonaпорная установка с гидроаккумулятором вместимостью 4 м^3 , состоящим из одного сосуда на давление 4 МПа (40 кгс/см^2), с маслonaсосным агрегатом, имеющим сливной бак вместимостью 4 м^3 с двумя насосами.

Для поворотной-лопастной гидротурбины выбран электрогидравлический регулятор с комбинатором.

По таблице 9.2 и 9.7 [4] для давления масла в системе 4 МПа выбран электрогидравлический регулятор типа ЭГРК-2И1-100-4,

где ЭГР-2И1 – тип панели электрооборудования – на интегральных микросхемах,

ЭГРК-100-4 – тип гидромеханической колонки управления – электрогидравлический регулятор с комбинатором,

100 – диаметр главного золотника 100 мм,

4 – гидромеханическая колонка 4-го исполнения.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС

Выбор главной схемы электрических соединений – один из самых важных этапов проектирования электрических станций, так как от этого зависит надежность работы электроустановок, ее экономичность, оперативная гибкость, удобство эксплуатации, безопасность обслуживания и возможность дальнейшего расширения.

На карте энергосистемы Алтайского края самой ближайшей подстанцией оказалась ПС «Чарышская» 110/35/10 кВ, расположенная на расстоянии 18 км по прямой от проектируемого гидроузла.

При выборе структурной схемы электрических соединений рассматривается два варианта: схема с двумя одиночными блоками и схема с одним укрупнённым блоком.

Согласно СТО [12] «Схема собственных нужд переменного тока ГЭС должна выбираться с учетом обеспечения ее надежности в нормальных, ремонтных и аварийных режимах».

4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

4.2.1 Выбор синхронного генератора

Номинальная активная мощность гидрогенераторов и их число уже известны, следовательно, выбор генераторов сводится фактически только к выбору их типа.

По проведенным ранее расчетам выбирается синхронный генератор СВ 601/80-36. Паспортные данные генератора приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.2 – Паспортные данные генератора СВ 808/130-44

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{ном}$	МВ·А	38,8
Номинальная активная мощность	$P_{ном}$	МВт	33
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$	о.е.	0,85
Коэффициент полезного действия	η	%	97,4
Номинальное напряжение	$U_{ном}$	кВ	10,5
Индуктивные сопротивления	x''_d	о.е.	0,17
	x'_d	о.е.	0,24
	x_d	о.е.	0,92

4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночными блоками

На рисунке 4.1 представлена схема с одиночными блоками.

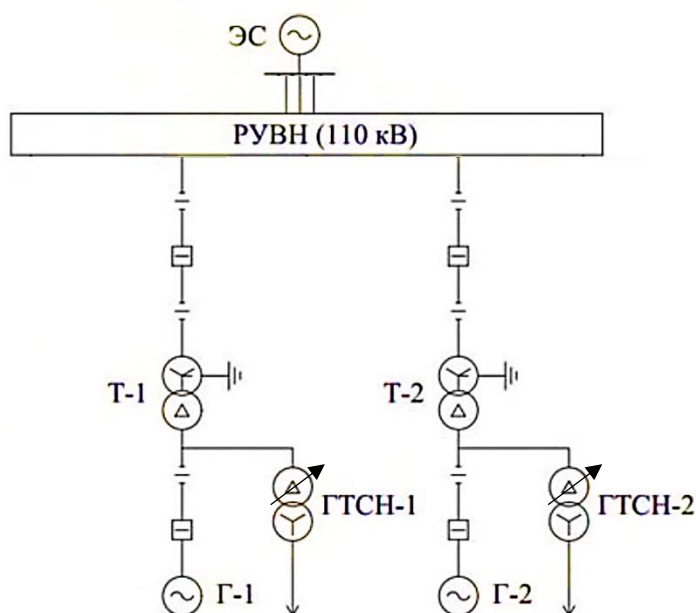


Рисунок 2.1– Схема с одиночными блоками

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. То есть нагрузка собственных нужд рассчитывается следующим образом:

$$S_{\text{расч.т.}} = \frac{P_{\text{ном.ген.}} - P_{\text{с.н.ГЭС}}}{\cos\varphi_{\text{ген}}} = \frac{33 - 0,66}{0,85} = 38,05 \text{ МВ} \cdot \text{А.} \quad (4.1)$$

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

По каталогу ООО "Тольятинский Трансформатор" [17] выбираем трансформатор ТД-63000/110-У1. Паспортные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Паспортные данные трансформатора ТД-63000/110-У1

$S_{\text{ном}}, \text{МВА}$	$U_{\text{н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$	$I_{\text{хх}}, \%$
	$U_{\text{вн}}$	$U_{\text{нн}}$				
63	121	10,5	10	245	50	0,5

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

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

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;

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8728,5 \text{ ч.}$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{т}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,05 \cdot 8728,5 = 436,43 \text{ МВт}\cdot\text{ч.} \quad (4.4)$$

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{т}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч.т.}}}{S_{\text{т.ном}}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{0,245}{1} \cdot \left(\frac{38,05}{63}\right)^2 \cdot 2405 = 215 \text{ МВт}\cdot\text{ч.} \quad (4.5)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного блока:

$$И = \beta_1 \cdot \Delta W_{\text{хх}} + \beta_2 \cdot \Delta W_{\text{н}}, \quad (4.6)$$

где β_1 – тарифная ставка в режиме холостого хода;

β_2 – тарифная ставка в режиме короткого замыкания.

$$И = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 436,43 + 1,2 \cdot 10^{-2} \cdot 215 = 4,55 \text{ тыс.руб/год.}$$

Величина издержек для схемы с одиночными блоками:

$$И_{(\text{од})} = И \cdot 2 = 4,55 \cdot 2 = 9,11 \text{ тыс.руб/год.}$$

4.2.3 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком

На рисунке 4.2 представлена схема с объединенным блоками.

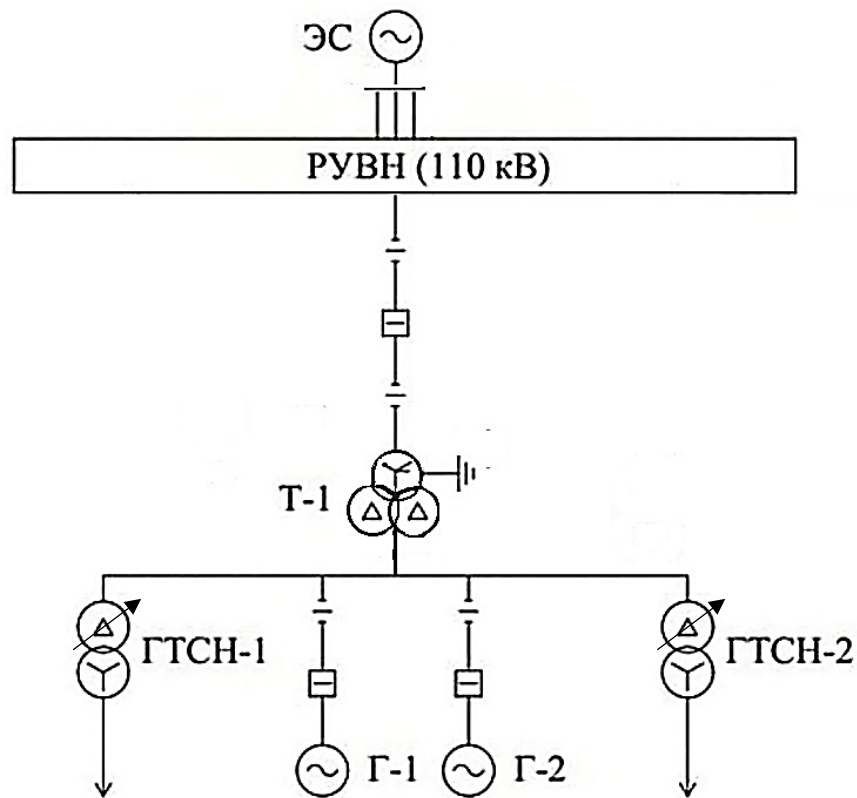


Рисунок 4.2 – Схема с укрупнённым блоком

В обязательном наличии трансформатор должен иметь расщеплённую обмотку НН.

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

$$S_{\text{расч.т.}} = 2 \cdot \frac{P_{\text{ном.ген.}} - P_{\text{с.н.ГЭС}}}{\cos\varphi_{\text{ген}}} = 2 \cdot \frac{33 - 0,66}{0,85} = 76,09 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.7)$$

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

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" [17] выбираем трансформатор ТРДЦ-80000/110-У1. Каталожные данные приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Каталожные данные трансформатора ТРДЦ-80000/110-У1

$S_{\text{НОМ}},$ МВА	$U_{\text{Н}},$ кВ		$U_{\text{к}},$ %	$\Delta P_{\text{к}},$ кВт	$\Delta P_{\text{хх}},$ кВт	$I_{\text{х}},$ %
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
80	115	10,5	10,5	310	58	0,45

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

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2405 \text{ ч/год.} \quad (4.8)$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8729 \text{ ч.} \quad (4.9)$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{xx}} = n_{\text{т}} \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,058 \cdot 8729 = 506,25 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (4.10)$$

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{т}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{т ном}}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{0,31}{1} \cdot \left(\frac{76,09}{80}\right)^2 \cdot 2405 = 674,53 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (4.11)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для схемы с укрупнённым блоком:

$$\begin{aligned} \text{И}^{\text{у}} &= \beta_1 \cdot \Delta W_{\text{xx}} + \beta_2 \cdot \Delta W_{\text{н}} = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 506,25 + 1,2 \cdot 10^{-2} \cdot 674,53 = \\ &= 9,11 \text{ тыс.руб/год.} \end{aligned} \quad (4.12)$$

4.2.4 Выбор трансформаторов собственных нужд

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

Условие выбора трансформатора собственных нужд: $S_{\text{тс.н.}} > S_{\text{с.н.}}$.

В распределительных сетях СН и выпрямительные трансформаторы рекомендуется применять с сухой изоляцией, а также должно предусматриваться не менее двух независимых источников питания.

Выбранный трансформатор собственных нужд обязан иметь РПН.

$$S_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot \frac{P_{\text{уст.ГЭС}}}{\cos \varphi_{\text{ген}}} = 0,01 \cdot \frac{66000}{0,85} = 776,5 \text{ кВ} \cdot \text{А.} \quad (4.13)$$

Выбираем сухой трансформатор ТСЗН-1600/10/6,3 производства ООО "Ру-Трансформатор" [18] Челябинского завода. Паспортные данные приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Паспортные данные трансформатора ТСЗН–1600/10/6,3

$S_{\text{ном}}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	$U_{\text{н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$
	$U_{\text{вн}}$	$U_{\text{нн}}$	
1,6	10,5	6,3	6

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

Суммарная мощность, выдаваемая в систему:

$$S_{\Sigma} = \frac{P_{\text{уст.ГЭС}} - P_{\text{с.н.ГЭС}}}{\cos\varphi_{\text{ген}}} = \frac{66 - 0,66}{0,85} = 76,87 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.14)$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 110 кВ:

$$P_{\text{нат}} = 30 \text{ МВт}; \quad k = 1,4; \quad \cos\varphi_c = 0,85,$$

где k – коэффициент приведения натуральной мощности ЛЭП при напряжении 110 кВ;

$P_{\text{нат}}$ – натуральная мощность ВЛ для номинального напряжения 110 кВ.

Число отходящих линий 110 кВ:

$$n_{\text{л}} = \frac{S_{\Sigma}}{(k \cdot P_{\text{нат}} / \cos\varphi_c)} + 1 = \frac{76,87}{(1,4 \cdot 30 / 0,85)} + 1 = 2,556 \approx 3. \quad (4.15)$$

Рабочий ток ВЛ 110 кВ:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{76,87}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,134 \text{ кА}. \quad (4.16)$$

Расчётный ток ВЛ 110 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_{\text{T}} \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}} = 1,00 \cdot 1,05 \cdot 0,134 = 0,141 \text{ кА}, \quad (4.17)$$

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

$\alpha_{\text{T}} = 1,00$ – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации.

Послеаварийный ток:

$$I_{\text{п.ав.}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{76,87}{(3 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,202 \text{ кА}. \quad (4.18)$$

Суммарное сечение проводников ВЛ принимаем в зависимости от расчетного тока $I_{\text{расч}}$, напряжения, района по гололедности и климата региона страны.

В месте проектирования Абинской ГЭС в Алтайском крае поблизости не расположены водоемы и средняя температура января -18°C .

Таким образом, выбираем стандартный провод марки АС–70/11.

Длительный допустимый ток кабеля вне помещений:

$$I_{\text{длит.доп.}} = 0,265 \text{ кА.}$$

Проверим выбранный кабель на допустимые токи:

$$I_{\text{длит.доп.}} (0,265 \text{ кА}) \geq I_{\text{расч}} (0,141 \text{ кА}),$$

$$I_{\text{длит.доп.}} (0,265 \text{ кА}) \geq I_{\text{п.ав.}} (0,202 \text{ кА}).$$

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

Таблица 4.5 – Параметры провода марки АС–70/11

Число проводов в фазе, шт	g_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	b_0 , См/км
1	0,422	0,444	$2,55 \cdot 10^{-6}$

4.4 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчета

Технико-экономический расчёт заключается в расчете суммарной стоимости распределительного устройства высокого напряжения, силовых трансформаторов и трансформаторов собственных нужд.

Рассчитаем капитальные вложения для схемы с одиночными блоками:

$$K = (k + n) \cdot K_{\text{ОРУ}} + i \cdot K_{\text{с.т.}} + m \cdot K_{\text{т.с.н.}} = (5 + 2) \cdot 38,8 + 2 \cdot 87,5 + 3 \cdot 24 = 518,67 \text{ млн.руб.} \quad (4.19)$$

где $K_{\text{с.т.}}$ – стоимость силового трансформатора;

$K_{\text{т.с.н.}}$ – стоимость трансформатора собственных нужд;

$K_{\text{ОРУ}}$ – стоимость ОРУ;

k – кол-во присоединений;

n – кол-во служебных присоединений;

i – кол-во силовых трансформаторов;

m – кол-во трансформаторов собственных нужд.

Полные приведенные затраты для схемы с одиночными блоками:

$$Z_1 = E_n \cdot K + И = 0,15 \cdot 518,67 + 0,0091 = 77,81 \text{ млн. руб.} \quad (4.20)$$

где $E_n = 0,15$ – нормативный коэффициент;
К – капитальные затраты;
И – издержки.

Рассчитаем капитальные вложения для схемы с укрупнённым блоком:

$$K = (k + n) \cdot K_{ОРУ} + i \cdot K_{с.т.} + m \cdot K_{т.с.н.} = (5 + 2) \cdot 38,8 + 104,5 + 3 \cdot 24 = 448,26 \text{ млн. руб.} \quad (4.21)$$

Полные приведенные затраты для схемы с укрупнённым блоком:

$$Z_2 = E_n \cdot K + И = 0,15 \cdot 448,26 + 0,0091 = 67,25 \text{ млн. руб.} \quad (4.22)$$

Рассчитаем разницу между вариантами:

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

$$\Delta = \frac{77,81 - 67,25}{77,81} \cdot 100\% = 13,57 \%$$

Сравнив экономические показатели двух вариантов блочных схем делаем вывод, что два варианта являются экономически неравноценными, так как разность между двумя вариантами составила 13,57%, и выбирать схему необходимо из технических соображений.

Согласно Распоряжения Правительства РФ от 20 января 2022г. №33-р – «Схема выдачи мощности генерирующего объекта, подлежащего строительству, должна обеспечивать выдачу всей ее установленной мощности с учетом отбора нагрузки на собственные нужды и соответствовать требованиям правил разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии».

Станция имеет 2 генератора, поэтому была выбрана схема с одиночными блоками. Она обеспечивает большую надежность по сравнению со схемой с укрупненным блоком, поскольку продолжает передавать электроэнергию потребителям в случае аварии или ремонта.

4.5 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения

Выбрана схема №110 - 9 (Одна рабочая секционированная выключателем система шин) в соответствии с СТО 56947007-29.240.30.010-2008[5]. Выбор данной схемы исходит из технических соображений: количеством присоединений и компоновкой РУ (ОРУ). Выбор ОРУ обусловлен наличием свободной местности для его расположения и соответствующим климатом для

его размещения (климат Алтайского края умеренный континентальный, средняя температура января -18°C , июля $+18^{\circ}\text{C}$). Главная схема Абинской ГЭС представлена на чертеже, лист 4.

Выбранная схема представлена на рисунке 4.3.

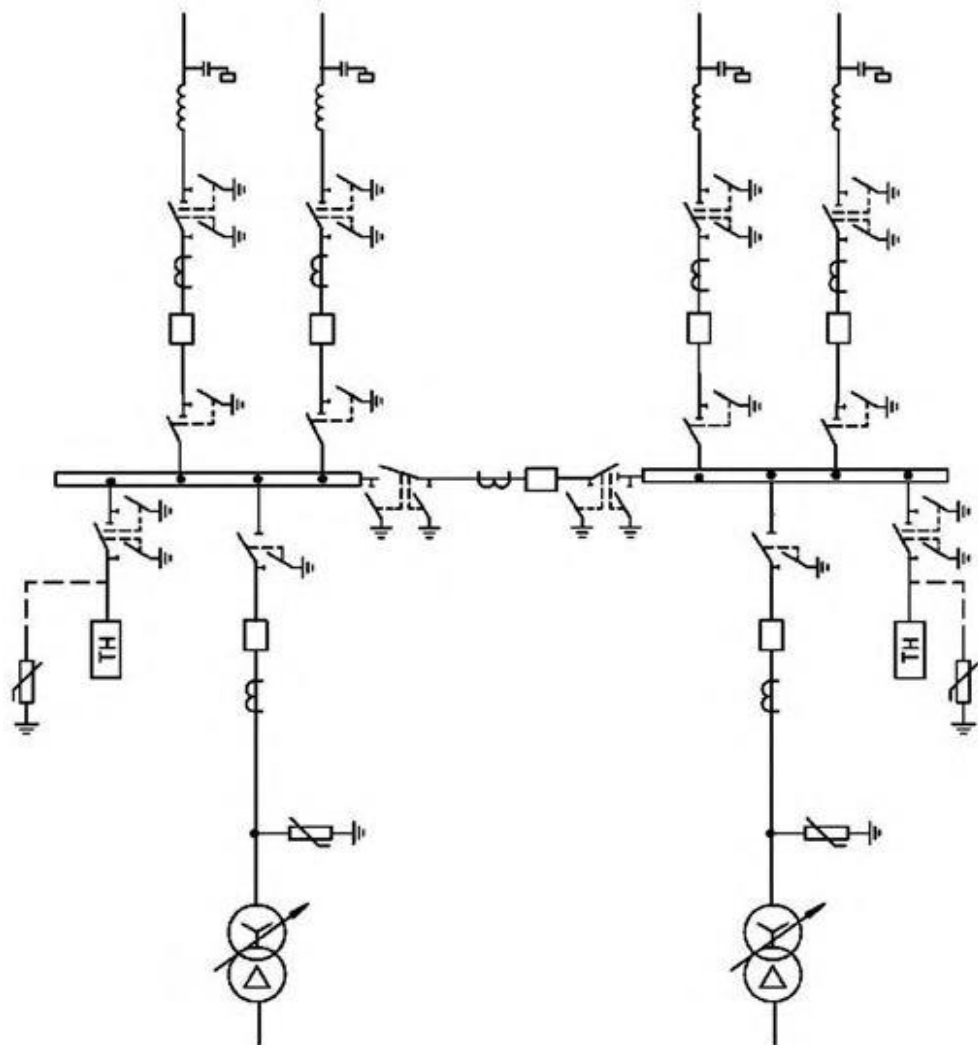


Рисунок 4.3 – Схема РУВН №110-9

4.6 Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin

4.6.1 Расчет исходных данных

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Для синхронных генераторов:

$$x_{\Gamma} = x''_d \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}} = 0,17 \cdot \frac{10,5^2}{38,8} = 0,483 \text{ Ом.} \quad (4.24)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{\Gamma} = E_{*} \cdot U_{\zeta} = 1,13 \cdot 10,5 = 11,865 \text{ кВ.} \quad (4.25)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_{\Gamma} = \frac{U_{K\%} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{10 \cdot 121^2}{100 \cdot 63} = 23,24 \text{ Ом.} \quad (4.26)$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_{\Gamma} = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{10,5}{121} = 0,087. \quad (4.27)$$

Система:

$$x_{\text{С}} = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{КЗ}}} = \frac{121^2}{100} = 146,41 \text{ Ом.} \quad (4.28)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_{\text{С}} = E_{*С} \cdot U_{\text{Б1}} = 1,0 \cdot 121 = 121 \text{ кВ.} \quad (4.29)$$

Линии связи 110 кВ с энергосистемой:

$$x_{\text{Л}} = x_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,444 \cdot 18 = 7,99 \text{ Ом.} \quad (4.30)$$

Определим активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{*\Gamma}}{T_{a,\Gamma} \cdot \omega} = \frac{0,483}{0,45 \cdot 314} = 0,003 \text{ Ом,} \quad (4.31)$$

$$r_{\text{С}} = \frac{x_{\text{С}}}{T_{a,\text{С}} \cdot \omega} = \frac{146,41}{0,025 \cdot 314} = 18,651 \text{ Ом,} \quad (4.32)$$

$$r_{\text{Л}} = r_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,422 \cdot 18 = 7,596 \text{ Ом,} \quad (4.33)$$

$$r_{\Gamma} = \frac{\Delta P_{\text{К}} \cdot U_{\zeta}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = \frac{0,245 \cdot 121^2}{63^2} = 0,904 \text{ Ом.} \quad (4.34)$$

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

Приведенные таблицы расчета созданы с помощью программы «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.

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном
1	<input type="checkbox"/>			у	1	Г1		11
2	<input type="checkbox"/>			у	2	Г2		11
3	<input type="checkbox"/>			у	3	Блок-1		11
4	<input type="checkbox"/>			у	4	Блок-2		11
5	<input type="checkbox"/>			у	5	ОРУ		121
6	<input type="checkbox"/>			у	6	Система		121

Рисунок 4.4 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	БД...	N_анц	Кт/г
1	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	1	3			Г1 - Блок-1							
2	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	2	4			Г2 - Блок-1							
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	3	5			Блок-1 - ОРУ	0,90	23,24					0,087
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	4	5			Блок-1 - ОРУ	0,90	23,24					0,087
5	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	Выкл	5	6			ОРУ - Система	3,67	7,56					
6	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	Выкл	5	6			ОРУ - Система	3,67	7,56					
7	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	Выкл	5	6			ОРУ - Система	3,67	7,56					

Рисунок 4.5 – Исходные данные по ветвям

	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1		1		1	0,003	0,483	0,003	0,483	0,003	0,483	11,865
2		2		2	0,003	0,483	0,003	0,483	0,003	0,483	11,865
3		3		6	18,650	146,410	18,650	146,410	18,650	146,410	121,000

Рисунок 4.6 – Исходные данные по генераторам

Результаты расчетов токов КЗ представлены на рисунках 4.7, 4.8, 4.9 и сведены в таблицу 4.6.

	S	№	№ сост	Тип	п1	п2	п3	п4	L	l1	r1	x1	l2	d12	r2	x2	l0	d10
1		1		1ф	5					3,5125				3,5125			3,5125	-87,48

Рисунок 4.7 – Результат расчета токов однофазного КЗ в П5

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1	1		3ф	5					7,0964	-87,47

Рисунок 4.8 – Результат расчетов токов трехфазного КЗ в П5

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1	1		3ф	1					14,3483	-89,62

Рисунок 4.9 – Результат расчетов токов трехфазного КЗ в П1

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

№	Тип КЗ	П1	$I_{п.0}$, кА	i_y , кА
1	1ф	ОРУ-110кВ	10,538	23,993
2	3ф	ОРУ-110кВ	7,096	16,158
3	3ф	Г1	14,348	40,157

Значение мгновенного ударного тока вычислено по формуле

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{п0} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 10,538 = 23,993 \text{ кА}, \quad (4.35)$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент (для гидрогенератора $k_{уд}=1,979$, для системы ГЭС-ВЛ 110 кВ $k_{уд}=1,61$).

4.7 Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режима

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

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

$$I_{Г,раб.мах} = 1,05 \cdot I_{Г.НОМ} = 1,05 \cdot \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3}U_{НОМ}} = 1,05 \cdot \frac{38,8}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2,241 \text{ кА}. \quad (4.36)$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{Тр-ра} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т,НОМ(-5\%)}} = \frac{38,8}{\sqrt{3} \cdot 121 \cdot 0,95} = 0,195 \text{ кА}. \quad (4.37)$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 110 кВ:

$$I_{раб.мах} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{76,87}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,134 \text{ кА}. \quad (4.38)$$

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

$$I_{\text{раб.утяж}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{76,87}{(3-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,202 \text{ кА.} \quad (4.39)$$

4.8 Выбор и проверка электрооборудования

4.8.1 Выбор комплектного распределительного устройства на генераторное напряжение 10,5 кВ

Генераторные КРУ позволяют обеспечить полную защиту генератора, высокую надежность и занимает немного места.

Распределительная установка среднего напряжения, компании ООО «Сименс», NXAIR до 17,5 кВ, 50 кА скомпонована по принципу сменных модулей и оптимально подходит для применения с генераторами на небольших промышленных электростанциях мощностью до 65 МВт.

Благодаря классификации стойкости к паразитной дуге IAC A FLR 50 кА, 1 с, NXAIR гарантирует максимальную защиту персонала, а благодаря категории эксплуатационной готовности LSC 2B и классу ограничения распространения дуги PM – максимальную безотказность в работе и надежность [7].

NXAIR можно оснастить автоматическими выключателями генератора, прошедшими испытание в соответствии с требованиями стандартов IEEE C37.013 и IEEE/IEC 62271-37-013. Это позволяет комбинированное использование одной распределительной установки для генераторов и собственного энергопотребления, что, в свою очередь, повышает компактность, уменьшает количество разъемов и увеличивает рентабельность.

Данный выбор был сделан, исходя из требований к коммутационной способности, компактности, доступности, и повсеместной модернизации ГЭС по всей стране, чтобы соответствовать вышеперечисленным требованиям.

Проверим КАГ по условиям выбора выключателя:

1. По напряжению установки $U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$;
2. По длительному току $I_{\text{раб.утяж}} \leq I_{\text{ном}}$;
3. По симметричному току отключения $I_{\text{пт}} \leq I_{\text{отк.ном}}$;
4. По отключению апериодической составляющей тока к.з. $i_{\text{ат}} \leq i_{\text{а ном}}$;
5. По электродинамической стойкости $I_{\text{п0}} \leq I_{\text{дин}}$ и $i_{\text{у}} \leq i_{\text{дин}}$;
6. По термической стойкости $V_{\text{к.расч}} \leq V_{\text{к.ном}}$;
7. По скорости восстанавливающегося напряжения на контактах.

Параметры генераторной распределительной установки NXAIR представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Параметры и проверка генераторной распределительной установки NXAIR

Параметры	Расчётные данные	Данные по каталогу
$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$	10,5 кВ	до 17,5 кВ
$I_{\text{раб.утяж}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{г.раб.мах}} = 2241 \text{ А}$	до 4000 А
$V_{\text{к.расч}} \leq V_{\text{к.ном}}$	$V_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 14,348^2 \cdot (0,07 + 0,01) = 16,47 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{\text{к.ном}} = I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{отк.ном}}$	$I_{\text{п0}} = 14,348 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}} = \text{до } 40 \text{ кА}$
$i_{\text{ат}} \leq i_{\text{а ном}}$	$i_{\text{ат}} = i_{\text{а0}} = 20,3 \text{ кА}$	$i_{\text{а ном}} = \frac{\sqrt{2} \beta_{\text{ном}} I_{\text{отк.ном}}}{100} =$ $= \frac{\sqrt{2} \cdot 45 \cdot 40}{100} = 25,5 \text{ кА}$
$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{дин}}$ и $i_{\text{у}} \leq i_{\text{дин}}$	$I_{\text{п0}} = 14,348 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = \text{до } 125 \text{ кА}$
	$i_{\text{у}} = 40,157 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = \text{до } 125 \text{ кА}$

4.8.2 Выбор разъединителей на генераторное напряжение 10,5 кВ

При выборе разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

1. По напряжению установки $U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$;
2. По длительному току $I_{\text{норм}} \leq I_{\text{г.раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$;
3. На электродинамическую стойкость $I_{\text{п0}} \leq I_{\text{дин}}$ и $i_{\text{у}} \leq i_{\text{дин}}$;
4. На термическую стойкость $V_{\text{к.расч}} \leq V_{\text{к.ном}}$.

Выбран разъединитель типа РВРЗ-10/4000 МУЗ производства ЗАО «ЗЭТО» [20], параметры представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Параметры и проверка разъединителя РВРЗ-10/4000 МУЗ

Параметры	Расчётные данные	Данные по каталогу
$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{г.раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{г.раб.мах}} = 2241 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{дин}}$	$I_{\text{п0}} = 14,348 \text{ кА}$	$I_{\text{терм.ст}} = 50 \text{ кА}$
$i_{\text{у}} \leq i_{\text{дин}}$	$i_{\text{у}} = 40,157 \text{ кА}$	$I_{\text{эл.дин.ст}} = 125 \text{ кА}$
$V_{\text{к.расч}} \leq V_{\text{к.ном}}$	$V_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 14,348^2 \cdot (0,07 + 0,01) = 16,470 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{\text{к.ном}} = I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} = 50^2 \cdot 3 =$ $= 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

4.8.3 Выбор трансформаторов тока и напряжения на генераторное напряжение 10,5 кВ

Трансформаторы тока следует выбирать по следующим условиям:

1. По напряжению установки $U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$;
2. По длительному току $I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}}$ или $I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}}$;

3. На электродинамическую стойкость $I_{п0} \leq I_{дин}$ и $i_y \leq i_{дин}$;

4. На термическую стойкость $V_{к,расч} \leq V_{к,ном}$.

Выбран трансформатор тока ТШЛК-10-У3 производства ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока» [21]. Параметры трансформатора тока ТШЛК-10-У3 представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Параметры и проверка трансформатора тока ТШЛК-10-У3

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{Г} = 10,5$ кВ	$U_{ном} = 10,5$ кВ
$I_{Г.раб.мах} \leq I_{ном}$	$I_{Г.раб.мах} = 2,241$ кА	$I_{ном} = 3$ кА
$I_{п0} \leq I_{дин}$	$I_{п0} = 14,348$ кА	$I_{дин} = 81$ кА
$i_y \leq i_{дин}$	$i_y = 40,157$ кА	$I_{дин} = 81$ кА
$V_{к,расч} \leq V_{к,ном}$	$V_{к,ном} = I_{п0}^2 \cdot t_T =$ $= 14,348^2 \cdot 3 = 618$ кА ² · с	$V_{к,ном} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 31,5^2 \cdot 3 = 2977$ кА ² · с

Трансформаторы напряжения следует выбирать:

1. По напряжению установки;
2. По типам подключаемых приборов и реле;
3. По вторичной нагрузке.

Выбран трансформатор напряжения типа ЗНОЛ-СЭЦ-10 производства ОАО «Электроцит ТМ Самара».

Таблица 8.7 – Параметры трансформатора напряжения ЗНОЛ-СЭЦ-10

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

4.8.4 Выбор генераторного анализатора и синхронизатора

Автоматический микропроцессорный синхронизатор выбран типа АС-М3, производимый отечественной компанией ООО «АСУ-ВЭИ». АС-М3 предназначен для подключения к сети питания синхронных генераторов с точной автоматической синхронизацией и для подключения к сети питания синхронных компенсаторов с инерционным приводом. АС-М3 предназначен для эксплуатации в климате категории регулирования 4 по ГОСТ 15150 (температура окружающей среды 1-45°C, верхняя температура 55°C, относительная влажность 98%, температура 35°C). АС-М3, изготовленный в модификации "У", предназначен для эксплуатации в атмосфере, соответствующей государственному стандарту 15150, группа Р.

Для АПКЭ-1 был выбран отечественный анализатор производства "УПЗ Промсвязькомплект", предназначенный для автоматизации измерения и регистрации параметров качества электроэнергии в электрических сетях

переменного трехфазного и однофазного тока общего назначения частотой 50 Гц и напряжением от 0,4 до 750 кВ. Прибор автоматически контролирует основные показатели качества электроэнергии и отслеживает отклонения от стандартных параметров, сравнивая их с нормативными значениями (по ГОСТ 13109-97), тем самым предотвращая аварийные ситуации, значительно снижая эксплуатационные затраты на ремонт оборудования и гарантируя его работоспособность, надежность и долговечность. Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов, представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – 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

4.8.5 Выбор выключателей и разъединителей на напряжение 110 кВ

Выключатели и разъединители выбираются по напряжению и току утяжеленного режима и проверяются на термическую и динамическую стойкость.

При выборе разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

1. $U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$;
2. $I_{\text{раб.утяж}} \leq I_{\text{ном}}$;
3. $I_{\text{п0}} \leq I_{\text{дин}}$ и $i_y \leq i_{\text{дин}}$;
4. $V_{\text{к.расч}} \leq V_{\text{к.ном}}$.

Выбор выключателей необходимо производить по следующим условиям:

1. По напряжению установки $U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$;
2. По длительному току $I_{\text{раб.утяж}} \leq I_{\text{ном}}$;
3. По симметричному току отключения $I_{\text{пт}} \leq I_{\text{отк.ном}}$;
4. По отключению апериодической составляющей тока к.з. $i_{\text{ат}} \leq i_{\text{а ном}}$;
5. По электродинамической стойкости $I_{\text{п0}} \leq I_{\text{дин}}$ и $i_y \leq i_{\text{дин}}$;
6. По термической стойкости $V_{\text{к.расч}} \leq V_{\text{к.ном}}$;
7. По скорости восстанавливающегося напряжения на контактах.

Предпочтение отдано элегазовому выключателю типа ВГТ-СЭЩ-110 кВ и разъединителю типа РГП-СЭЩ-110/1250/УХЛ1 фирмы «Электроцит ТМ Самара», параметры представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Параметры и проверка выключателя и разъединителя 110 кВ

Параметр	Расчётные данные	Данные по каталогу	
		Выключатель ВГТ-СЭЩ-110	Разъединитель РГП-СЭЩ- 110/1250/УХЛ1
$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.утяж}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб.утяж}} = 202 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$
$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{отк.ном}}$	$I_{\text{п0}} = 10,538 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{терм.ст}} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{\text{ат}} \leq i_{\text{а ном}}$	$i_{\text{ат}} = i_{\text{а0}} = 14,9 \text{ кА}$	$i_{\text{а ном}} = \frac{\sqrt{2}\beta_{\text{ном}}I_{\text{отк.ном}}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 45 \cdot 40}{100} = 25,5 \text{ кА}$	-
$i_{\text{у}} \leq i_{\text{дин}}$	$i_{\text{у}} = 23,993 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$I_{\text{эл.дин.ст}} = 80 \text{ кА}$
$V_{\text{к.расч}} \leq V_{\text{к.ном}}$	$V_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) = 10,538^2 \cdot (0,07 + 0,01) = 8,883 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

4.8.6 Выбор трансформаторов тока и напряжения на напряжение 110 кВ

Трансформаторы тока следует проверить по следующим условиям:

1. По напряжению установки $U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$;
2. По длительному току $I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}}$ или $I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$;
3. На электродинамическую стойкость $I_{\text{п0}} \leq I_{\text{дин}}$ и $i_{\text{у}} \leq i_{\text{дин}}$;
4. На термическую стойкость $V_{\text{к.расч}} \leq V_{\text{к.ном}}$;
5. По нагрузке $Z \leq Z_{\text{ном}}$.

Выбран трансформатор тока ТФЗМ-110Б-1-У1 российского производства электротехнической компанией ООО «Эпромстрой». Параметры трансформатора тока ТФЗМ-110Б-1-У1 представлены в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Параметры и проверка трансформатора тока ТФЗМ-110Б-1-У1

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{т}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.утяж}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб.утяж}} = 202,8 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 300 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{дин}}$	$I_{\text{п0}} = 10,538 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 12 \text{ кА}$
$i_{\text{у}} \leq i_{\text{дин}}$	$i_{\text{у}} = 23,993 \text{ кА}$	$I_{\text{терм.ст}} = 62 \text{ кА}$
$V_{\text{к.расч}} \leq V_{\text{к.ном}}$	$V_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 10,538^2 \cdot 3 = 333 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 62^2 \cdot 3 = 11532 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОГ-110-У1. Производитель ЗАО «ЗЭТО». Параметры трансформатора напряжения ЗНОГ-110-У1 представлены в таблице 4.13.

1. По напряжению установки;
2. По типам подключаемых приборов и реле;
3. По вторичной нагрузке.

Таблица 4.13 – Параметры и проверка трансформатора напряжения ЗНОГ-110-У1

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$

4.9 Выбор вспомогательного электрооборудования

Согласно ПУЭ, трансформаторы со всех сторон должны защищаться ограничителями перенапряжений. В цепи напряжения 110 кВ выбран ОПН-П-110/73/10/550 УХЛ1, производитель ЗАО «ЗЭТО». В начале линии ОПН установлен от грозовых перенапряжений, в конце – от коммутационных перенапряжений. В цепи генераторного напряжения 10,5 кВ выбрано наиболее эффективное средство защиты электроустановок, работающих в сети 10 кВ от избыточных напряжений ОПНп-10/10,5/10/2 УХЛ1, производитель ЗАО «ЗЭТО». Ограничители соответствуют техническим условиям ТУ 3414-001-59487440-2003 и ГОСТ Р 52725-2007.

Выбираем дизельную генераторную установку (ДГУ), исходя из обеспечения работы системы пожаротушения, собственных нужд агрегата, общестанционных нужд станции, приводов затворов и других ответственных потребителей. Принимаем один АД600С-Т400 Vaudouin Moteurs мощностью 600 кВт, производства ООО «Завод электростанций Ресурс».

5 Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем

5.1 Релейная защита и автоматика

Релейная защита – комплекс электрических устройств, содержащих релейные элементы (реле), способные выявлять скачкообразное изменение контролируемых параметров (тока, напряжения, частоты тока, мощности и т.д.), и при достижении их недопустимых значений выдавать командные импульсы на отключение поврежденных участков электроустановки или на остановку агрегатов, машин, механизмов.

Современные микропроцессорные устройства релейной защиты являются надежными и экономически оправданными технологиями.

5.1.1 Основные технические характеристики электротехнического оборудования

Данные защищаемого оборудования представлены в таблице 5.1–5.4.

Таблица 5.1 – Технические данные гидрогенератора типа СВ 601/80-36

Наименование	Обозначение	Величина	Единицы измерения
Мощность номинальная полная	$S_{\text{ном}}$	38,8	МВ·А
Мощность номинальная активная	$P_{\text{ном}}$	33	МВт
Частота тока номинальная	$f_{\text{ном}}$	50	Гц
Коэффициент мощности номинальный	$\cos\varphi_{\text{ном}}$	0,85	о.е.
Напряжение номинальное линейное	$U_{\text{ном}}$	10,5	кВ
Частота вращения номинальная	n	166,7	об/мин
Частота вращения угонная	$n_{\text{уз}}$	333,4	об/мин
Номинальный ток статора (расч.)	$I_{\text{ст}}$	2133	А
Тип системы возбуждения	самовозбуждение		
Номинальное напряжение ротора	$U_{\text{рот}}$	165	В
Ток возбуждения номинальный	$I_{\text{ном.р}}$	1030	А
Реактивности:			
сверхпереходное реактивное сопротивление по продольной оси	x''_d	0,17	о.е.
сверхпереходное реактивное сопротивление по поперечной оси	x''_q	1,02	о.е.
переходное реактивное сопротивление по продольной оси	x'_d	0,24	о.е.
синхронное реактивное сопротивление по продольной оси	x_d	0,92	о.е.
сопротивление обратной последовательности	x_2	0,19	о.е.

Таблица 5.2 – Технические данные трансформатора типа ТД 63000/110-У1

Наименование	Обозначение	Величина	Единицы измерения
Мощность номинальная ВН (полная)	$S_{\text{ном}}$	63	МВ·А
Мощность номинальная НН	$S_{\text{ном}}$		МВ·А
Номинальное напряжение обмотки ВН	$U_{\text{ВН}}$	121	кВ
Номинальное напряжение обмотки НН	$U_{\text{НН}}$	10,5	кВ
Частота тока номинальная	$f_{\text{ном}}$	50	Гц
Номинальный ток стороны обмотки ВН	$I_{\text{ВН}}$		А
Номинальный ток стороны обмотки НН	$I_{\text{НН}}$		А
Схема соединения	Y ₀ /D-11		

Окончание таблицы 5.2

Потери холостого хода	ΔP_{xx}	50	кВт
Ток холостого хода	I_{xx}	0,25	%
Потери короткого замыкания	$\Delta P_{кз}$	245	кВт
Напряжение короткого замыкания между обмотками ВН-НН	U_k	10,5	%
Емкость основной изоляции вводов	C1a		пкФ
	C1b		пкФ
	C1c		пкФ

Таблица 5.3 – Технические данные трансформаторов ТСН типа ТСЗ-1600/10-У3

Наименование	Обозначение	Величина	Единицы измерения
Мощность номинальная ВН (полная)	$S_{ном}$	1,6	МВ·А
Номинальное напряжение обмотки ВН	$U_{ВН}$	10,5	кВ
Номинальное напряжение обмотки НН	$U_{НН}$	6,3	кВ
Частота тока номинальная	$f_{ном}$	50	Гц
Номинальный ток стороны обмотки ВН	$I_{ВН}$	88	А
Номинальный ток стороны обмотки НН	$I_{НН}$	147	А
Схема соединения	D / Y ₀ -11		
Напряжение короткого замыкания между обмотками ВН-НН	U_k	6	%

Таблица 5.4 – Технические данные трансформаторов возбуждения типа ТСЗП-1000/10-ГТ-У3

Наименование	Обозначение	Величина	Единицы измерения
Мощность номинальная полная	$S_{ном}$	839	кВ·А
Номинальное напряжение обмотки ВН	$U_{ВН}$	10,5	кВ
Номинальное напряжение обмотки НН	$U_{НН}$	0,4	кВ
Частота тока номинальная	$f_{ном}$	50	Гц
Номинальный ток стороны обмотки ВН	$I_{ВН}$	46	А
Номинальный ток стороны обмотки НН	$I_{НН}$	1020	А
Схема соединения	-	Y/D-11	-
Напряжение короткого замыкания между обмотками ВН-НН	U_k	6,2	%

5.1.2 Выбор системы возбуждения и выпрямительного трансформатора

По известным значениям тока ротора определяем длительно допустимый режим работы ротора:

$$I_{д.д.рот.} = 1 \cdot 1030 = 1030 \text{ А.} \quad (5.1)$$

Выбираем систему возбуждения по каталогу продукции АО «Силловые машины» [27].

Таблица 5.5 – Характеристики тиристорной системы возбуждения

Тип системы возбуждения	Ток (длит/форс), А	Напряжение (длит/форс), В
СТС24011002,5 О4	1100/1850	190/475

Предварительно рассчитаем параметры выпрямительного трансформатора:

$$U_{TE} = \frac{2,5U_{рот.ном.} + \Delta U}{K_U(1-X_T)K_{CH}} = \frac{2,5 \cdot 165 + 5}{1,35 \cdot (1 - 0,05) \cdot 0,9} = 361,71 \text{ В.} \quad (5.2)$$

где U_{TE} – напряжение выпрямительного трансформатора;

ΔU – падение напряжения в вентилях и кабелях связи (3-6 В, зависит от количества тиристоров в ветвях выпрямителя);

K_U – коэффициент выпрямления схемы Ларионова по напряжению, $K_U=1,35$;

K_{CH} – коэффициент, учитывающий снижение напряжения на выпрямительном трансформаторе при коммутациях $K_{CH}=0,9$;

X_T – реактивность выпрямительного трансформатора (5-8%).

Мощность выпрямительного трансформатора равна:

$$S_{TE} = \sqrt{3}U_{TE}I_{длит.} = \sqrt{3} \cdot 361,71 \cdot 1030 = 645,29 \text{ МВА.} \quad (5.3)$$

По каталогу продукции АО «Силловые машины» [27] выбираем трансформатор системы возбуждения со значениями ближайшими к расчетной мощности и напряжению.

Таблица 5.6 – Характеристики преобразовательного трансформатора

Тип	ТСЗП-1000/10-ГТ-УЗ
Мощность сетевой обмотки, кВА	839
Номинальные напряжения обмоток: Сетевой, кВ Вентильной, В Преобразователя, В	10,5
	475
	600
Ток преобразователя, А	1250
Напряжение короткого замыкания при номинальном токе, %	6,2

Выполним расчет кратности перегрузки трансформатора при протекании через него тока форсировки для проверки перегрузочной способности:

$$k_{\text{пер}} = \frac{I_{\phi} \cdot k_{\text{сх}}}{I_{\text{н TE}}}, \quad (5.4)$$

где I_{ϕ} – ток форсировки, равный 1850 А;

$k_{\text{сх}}$ – коэффициент схемы, равный 0,816;

$I_{\text{н TE}}$ – номинальный ток, протекающий через выпрямительный трансформатор;

$$I_{\text{н TE}} = \frac{S_{\text{сет.об.}}}{\sqrt{3}U_{\text{вент}}} = \frac{839 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 475} = 1020 \text{ А}, \quad (5.5)$$

$$k_{\text{пер}} = \frac{1850 \cdot 0,816}{1020} = 1,48.$$

По данным ГОСТ (таблица 1.6) допустимая перегрузочная способность при 50% составляет 18 минут, при этом длительно допустимый режим генератора при перегрузке составляет 120 сек, таким образом выбранный трансформатор способен выдержать перегрузку до срабатывания защит генератора 18 минут.

Таблица 5.7 – Допустимые длительности перегрузки по току

Перегрузка по току, %	20	30	40	50	60
Длительность, мин	60	45	32	18	5

5.1.3 Расчет номинальных первичных токов оборудования

Определим номинальные токи на генераторном напряжении:

$$I_{\text{нГ}}^{(1)} = I_{\text{Г}}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{38,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2,133 \text{ кА}. \quad (5.6)$$

Определим параметры силового трансформатора.

Номинальный ток трансформатора, приведенный к ВН:

$$I_{\text{Т ВН}} = \frac{S_{\text{Т НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 330,66 \text{ А}. \quad (5.7)$$

Номинальный ток трансформатора, приведенный к НН:

$$I_{\text{Т НН}} = \frac{S_{\text{Т НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}} = \frac{63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3464,1 \text{ А}. \quad (5.8)$$

Номинальный ток выпрямительного трансформатора, приведенный к ВН:

$$I_{Т.НОМ\text{ ВН}}^{(1)} = \frac{S_{Т\text{ НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{839}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 46 \text{ А}; \quad (5.9)$$

Номинальный ток выпрямительного трансформатора, приведенный к НН:

$$I_{Т.НОМ\text{ НН}}^{(1)} = \frac{S_{Т\text{ НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВЕНТ}} = \frac{839}{\sqrt{3} \cdot 0,475} = 1020 \text{ А}.$$

5.1.4 Расчет параметров оборудования

Определим сопротивление генератора в именованных единицах:

$$X''_{Г\text{ и.е.}} = X''_d \cdot \frac{U_H^2}{S_H}; \quad (5.10)$$

$$X''_{Г\text{ и.е.}} = \frac{0,17 \cdot 10,5^2}{38,8} = 0,4831 \text{ Ом}.$$

По формуле (1.11) рассчитаем сверхпереходную ЭДС генератора по поперечной оси в о.е.:

$$E''_q = \sqrt{(\cos \phi)^2 + (\sin \phi + x''_d)^2} = \sqrt{(0,85)^2 + (0,53 + 0,17)^2} = 1,099 \text{ В}. \quad (5.11)$$

Приведем значение сверхпереходной ЭДС к генераторному напряжению:

$$E''_{q\text{ ном}} = E''_q \cdot U_{НОМ} = 1,099 \cdot 10,5 = 11,54 \text{ В}. \quad (5.12)$$

Определим сопротивление блочного трансформатора в именованных единицах:

– Номинальное сопротивление трансформатора, приведенное к ВН:

$$X_{Т\text{ ВН}} = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{U_{Т\text{ ВН}}^2}{S_T} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{121^2}{63} = 24,40 \text{ Ом}. \quad (5.13)$$

– Номинальное сопротивление трансформатора, приведенное к НН:

$$X_{Т\text{ НН}} = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{U_{Т\text{ НН}}^2}{S_T} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{10,5^2}{63} = 0,184 \text{ Ом}. \quad (5.14)$$

Определим сопротивления выпрямительного трансформатора, приведённые к верхней и низкой стороне:

$$X_{Т\text{е ВН}} = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{U_{Т\text{ЕВ}}^2}{S_{Т\text{Е}}} = \frac{6,2}{100} \cdot \frac{10,5^2}{839} = 8,15 \text{ Ом}, \quad (5.15)$$

$$X_{\text{те нн}} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{U_{\text{TEH}}^2}{S_{\text{TE}}} = \frac{6,2}{100} \cdot \frac{0,475^2}{839} = 0,0167 \text{ Ом.} \quad (5.16)$$

5.1.5 Расчет токов коротких замыканий

Электрическая схема для расчета токов КЗ представлена на рисунке 5.1.

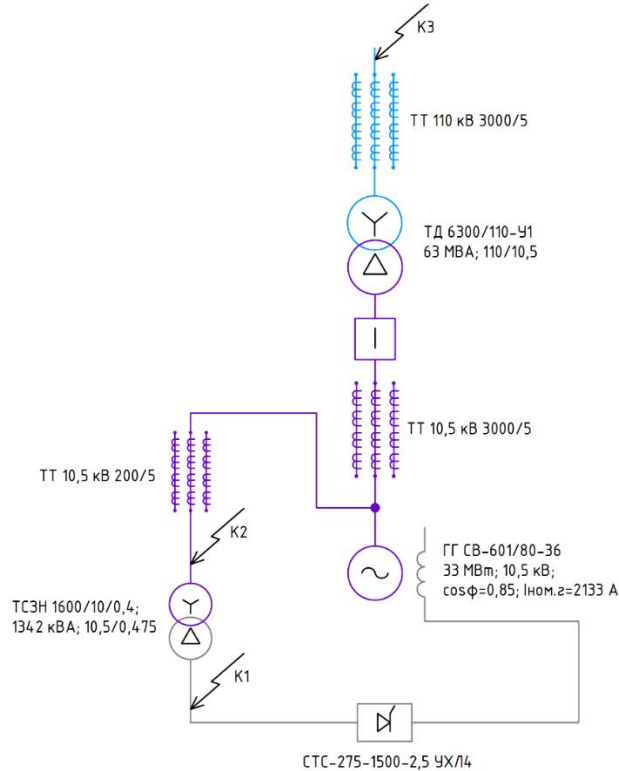


Рисунок 5.1 – Расчетная электрическая схема

Определим ток трёхфазного короткого замыкания перед трансформатором на холостом ходу синхронного генератора (точка К1):

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{E_q''}{\sqrt{3} \cdot X_{\Gamma}} = \frac{11,54 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4831} = 13793,3 \text{ А (максимальное значение),} \quad (5.17)$$

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot X_{\Gamma}} = \frac{10,5 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4831} = 12549,7 \text{ А (минимальное значение).}$$

Ток двухфазного КЗ в точке К1 на холостом ходу генератора:

$$I_{K1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K1}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 13793,3 = 11945,3 \text{ А (максимальное значение),} \quad (5.18)$$

$$I_{K1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 12549,7 = 10868,3 \text{ А (минимальное значение).}$$

Значение тока трехфазного КЗ за выпрямительным трансформатором (точка К2):

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{E_q''}{\sqrt{3} \cdot (X_\Gamma + X_{Te\text{ BH}})} = \frac{11,54 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot (0,4831 + 8,15)} = 772,0 \text{ А (макс. значение)}, \quad (5.19)$$

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot (X_\Gamma + X_{Te\text{ BH}})} = \frac{10,5 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot (0,4831 + 8,15)} = 702,4 \text{ А (минимальное значение)}.$$

Ток двухфазного КЗ в точке К2:

$$I_{K2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K2}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 772 = 668,6 \text{ А (максимальное значение)}, \quad (5.20)$$

$$I_{K2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 702,4 = 608,3 \text{ А (минимальное значение)}.$$

Рассчитаем значение тока трехфазного КЗ за силовым трансформатором (точка К3), протекающего по стороне генераторного напряжения:

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{E_q''}{\sqrt{3} \cdot (X_\Gamma + X_{T\text{ HH}})} = \frac{11,54 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot (0,4831 + 0,184)} = 9992,3 \text{ А (макс. значение)}, \quad (5.21)$$

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot (X_\Gamma + X_{T\text{ HH}})} = \frac{10,5 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot (0,4831 + 0,184)} = 9091,4 \text{ А (минимальное значение)}.$$

Ток двухфазного КЗ в точке К3:

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K3}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 9992,3 = 8653,6 \text{ А (максимальное значение)}, \quad (5.22)$$

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 9091,4 = 7873,4 \text{ А (минимальное значение)};$$

Сведем расчеты токов КЗ в таблицу 5.8.

Таблица 5.8 – Расчет токов коротких замыканий

точка К1			
$I_{K1}^{(3)}$	13793,3	Max	ТРЕХФАЗНОЕ КЗ
$I_{K1}^{(3)}$	12549,7	Min	
$I_{K1}^{(2)}$	11945,3	Max	ДВУХФАЗНОЕ КЗ
$I_{K1}^{(2)}$	10868,3	Min	
точка К2			
$I_{K2}^{(3)}$	772,0	Max	ТРЕХФАЗНОЕ КЗ
$I_{K2}^{(3)}$	702,4	Min	

Окончание таблицы 5.8

$I_{K2}^{(2)}$	668,6	Max	ДВУХФАЗНОЕ КЗ
$I_{K2}^{(2)}$	608,3	Min	
точка КЗ			
$I_{K3}^{(3)}$	9992,3	Max	ТРЕХФАЗНОЕ КЗ
$I_{K3}^{(3)}$	9091,4	Min	
$I_{K3}^{(2)}$	8653,6	Max	ДВУХФАЗНОЕ КЗ
$I_{K3}^{(2)}$	7873,4	Min	

5.1.6 Расчет номинальных вторичных токов

Номинальный ток генераторного напряжения, приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{НГ}^{(2)} = I_{Г}^{(2)} = \frac{I_{НГ}^{(1)} \cdot k_{СХ}}{k_{ТТ}} = \frac{2133 \cdot 1}{3000/5} = 3,555 \text{ А.} \quad (5.23)$$

Базовый ток для цепи с выпрямительным трансформатором:

$$I_{Т.НОМ}^{(2)} = \frac{I_{Т.НОМ}^{(1)}}{k_{ТТ}} = \frac{46}{200/5} = 1,15 \text{ А.} \quad (5.24)$$

Базовый ток цепи ротора, приведенный к высокой стороне:

$$I_{р.НОМ \text{ ВН}}^{(2)} = \frac{I_{р.НОМ}^{(1)} \cdot k_{СХ} \cdot I_{Т.НОМ \text{ ВН}}^{(1)}}{k_{ТТ} \cdot k_i \cdot I_{Т.НОМ \text{ НН}}^{(1)}}, \quad (5.25)$$

где $k_{СХ}$ – коэффициент схемы трехфазного выпрямления, равный 1;

$I_{р.НОМ}^{(1)}$ – номинальный ток ротора, паспортное значение, 1030 А;

$k_{ТТ}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока, 200/5;

k_i – коэффициент пересчета тока из постоянного в переменный, равный 1,2255.

$$I_{р.НОМ \text{ ВН}}^{(2)} = \frac{1030 \cdot 1 \cdot 46}{\frac{200}{5} \cdot 1,2255 \cdot 1020} = 0,951 \text{ А.}$$

Базовый ток для цепи ротора, приведенный к низкой стороне:

$$I_{р.НОМ \text{ НН}}^{(2)} = \frac{I_{р.НОМ}^{(1)} \cdot k_{СХ}}{k_{ТТ}} = \frac{1030 \cdot 1}{\frac{200}{5}} = 25,75 \text{ А.} \quad (5.26)$$

5.1.7 Перечень защит основного оборудования

На генераторе СВ-601/80-36:

- 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 ротора от замыканий на землю;
- Защита от перегрузки обмотки ротора;
- Защита от длительной форсировки;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора;
- Контроль исправности цепей напряжения (КИН);
- Контроль наличия тока генератора.

На силовом трансформаторе блока ТДН 63000/110-У1:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Газовая защита;
- Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 110 кВ;
- Контроль изоляции высоковольтных вводов (КИВ-110)
- Резервная максимальная токовая защита;
- Защита от замыканий на землю на стороне 10,5 кВ трансформатора блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока;
- Защита от перегрева трансформатора.

На трансформаторе собственных нужд ТСЗ-1600/10-У3:

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

- Реле тока охлаждения.

На выпрямительном трансформаторе ТСЗП-1000/10-ГТ-УЗ:

- Максимальная токовая защита;
- Токовая отсечка.

5.2 Описание защит и расчет их уставок

5.2.1 Расчет уставок МТЗ и ТО преобразовательного трансформатора ($I > I_{TB}$), ($I \gg I_{TB}$)

Уставка МТЗ по току отстраивается от максимального значения тока форсировки возбуждения, за которое целесообразно принять 2,5-кратное значение номинального тока тиристорного возбудителя. Чувствительность МТЗ, определяемая как отношение тока двухфазного КЗ за трансформатором к току уставки, должна быть не ниже 1,5. Расчет проводится в следующей последовательности:

Определяем минимальное значение тока уставки реле МТЗ:

$$I_{\text{МТЗ}} = \frac{k_{\text{н}} \cdot k_{\text{ф}} \cdot k_{\text{сх}} \cdot I_{\text{ТВ ном}}}{k_{\text{в}} \cdot k_{\text{тт}} \cdot k_{\text{тп}}}, \quad (5.27)$$

где $k_{\text{н}}$ – коэффициент надежности, 1,2;

$k_{\text{ф}}$ – коэффициент форсировки, 2,5;

$k_{\text{сх}}$ – коэффициент схемы трехфазного шестипульсного выпрямления, определяющий отношение эффективного значения фазного тока на стороне переменного тока преобразователя к среднему значению выпрямленного тока, 0,816;

$I_{\text{ТВ ном}}$ – номинальное значение выпрямленного тока тиристорного возбудителя (паспортное значение), 1100 А;

$k_{\text{в}}$ – минимально допустимое значение коэффициента возврата токового реле, 0,8;

$k_{\text{тт}}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока, 200/5;

$k_{\text{тп}}$ – коэффициент трансформации преобразовательного трансформатора, 10,5/0,475;

$$I_{\text{МТЗ}} = \frac{1,2 \cdot 2,5 \cdot 0,816 \cdot 1100}{0,8 \cdot \frac{200}{5} \cdot \frac{10,5}{0,475}} = 3,81 \text{ А.}$$

Далее переводим его в относительные единицы:

$$I_{\text{MTЗ}}^* = \frac{I_{\text{MTЗ}}}{I_{\text{T.НОМ}}^{(2)}} = \frac{3,81}{1,15} = 3,30 \text{ о. е.} \quad (5.28)$$

Таким образом, принимаем уставку срабатывания МТЗ:

$$I_{\text{ср.МТЗ}}^* = 3,30 \text{ о. е.}$$

Коэффициент чувствительности МТЗ определяем по формуле

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗК2}}^{(2)\text{min}}}{I_{\text{MTЗ}} K_{\text{ТТ}}} = \frac{608,3}{3,807 \cdot \frac{200}{5}} = 4,00, \quad (5.29)$$

где $I_{\text{КЗК2}}^{(2)\text{min}}$ – ток двухфазного короткого замыкания в точке 2 в минимальном режиме работы.

Расчитанный коэффициент чувствительности МТЗ удовлетворяет условию:

$$k_{\text{ч}} \geq 1,5 \quad (5.30)$$

Выдержка времени МТЗ отстраивается от времени перегорания предохранителей тиристорных преобразователей и составляет:

$$t_{\text{MTЗ}} = 0,4 \text{ с.}$$

Уставка токовой отсечки отстраивается от максимального значения тока трехфазного КЗ на стороне вентильной обмотки тиристорного преобразователя, при этом отсечка не должна реагировать на бросок тока намагничивания, достигающего пятикратного значения номинального.

Определяем минимальное значение тока уставки ТО:

$$I_{\text{ТО}} = \frac{k_{\text{н}} \cdot I_{\text{К2}}^{(3)}}{k_{\text{ТТ}}} = \frac{1,4 \cdot 772,0}{\frac{200}{5}} = 27,02 \text{ А}, \quad (5.31)$$

где $k_{\text{н}}$ – минимальное значение коэффициента надежности для ТО (1,4);

Определяется максимальное значение тока намагничивания:

$$I_{\text{МГ}} = \frac{5 \cdot I_{\text{T.НОМ}}^{(1)}}{k_{\text{ТТ}}} = \frac{5 \cdot 46}{\frac{200}{5}} = 5,77 \text{ А.}; \quad (5.32)$$

Уставка реле ТО принимается равной или больше максимального из двух полученных значений. Следовательно, уставка равна:

$$I_{\text{ср.ТО}} = 27,02 \text{ А.}$$

Далее переводим её в относительные единицы:

$$I_{\text{ср.ТО}}^* = \frac{I_{\text{ср.ТО}}}{I_{\text{т.ном}}^{(2)}} = \frac{27,02}{1,15} = 23,43 \text{ о. е. ;} \quad (5.33)$$

Определяем коэффициент чувствительности ТО:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ К1}}^{(2)\text{min}}}{I_{\text{ср}} k_{\text{ТТ}}} = \frac{10868,3}{27,02 \cdot \frac{200}{5}} = 10,06, \quad (5.34)$$

где $I_{\text{КЗ К1}}^{(2)\text{min}}$ – ток двухфазного короткого замыкания в точке 1 в минимальном режиме работы.

Рассчитанный коэффициент чувствительности ТО удовлетворяет условию:

$$k_{\text{ч}} \geq 2. \quad (5.35)$$

5.2.2 Продольная дифференциальная защита генератора ($I\Delta G$)

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной защитой от междуфазных коротких замыканий в обмотке генератора и на его выводах.

Защиту следует выполнять трехфазной трехрелейной.

Номинальный ток генератора: $I_{\text{Г}}^{(1)} = 2133 \text{ А.}$

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

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

$$I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{Г}}^{(1)} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 2133 = 106,65 \text{ А,} \quad (5.36)$$

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

f_i – относительная погрешность трансформаторов тока (0,1);

Уставка начального тока срабатывания дифференциальной защиты генератора по первому условию:

$$I_{\text{ср.0}} \geq K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НБ(Н)}} = 2 \cdot 106,65 = 213,30 \text{ А;} \quad (5.37)$$

где $K_{\text{Н}}$ – коэффициент надежности (2).

Расчет уставки начального тока срабатывания дифференциальной защиты генератора с учетом отстройки защиты от тока трехфазного КЗ на стороне НН выпрямительного трансформатора:

$$I_{CP.0} \geq I_{K2max}^{(3)} \cdot K_H = 772,0 \cdot 1,1 = 849,24 \text{ А}, \quad (5.38)$$

где K_H – коэффициент надежности, принимаемый 1,1.

Исходя из двух условий, необходимо выбрать наибольшее по значению. Следовательно, уставка начального тока срабатывания принимается по второму условию:

$$I_{CP.0} \geq 849,24 \text{ А};$$

$$I_{CP.0}^{(2)} \geq \frac{I_{CP.0}}{k_{ТТ}} = \frac{849,24}{3000/5} = 1,42 \text{ А}. \quad (5.39)$$

Уставка начального тока срабатывания в относительных единицах:

$$I_{CP.0}^* \geq \frac{I_{CP.0}^{(2)}}{I_{Г}^{(2)}} = \frac{1,42}{3,555} = 0,40 \text{ о. е.}, \quad (5.40)$$

где $I_{Г}^{(2)} = 3,555 \text{ А}$ - номинальный ток генераторного напряжения, приведённый к низшей стороне трансформатора тока.

Принимаем уставку начального тока срабатывания:

$$I_{CP.0}^* = 0,40 \text{ о. е.}$$

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:

$$I_{НБ(max)} = K_{АП} \cdot f_i \cdot K_{ОДН} \cdot I_{СКВ.max}, \quad (5.41)$$

где $K_{АП}$ – коэффициент апериодической составляющей, равный 2;

f_i – относительная погрешность трансформаторов тока, равная 0,1;

$I_{СКВ.max}$ – максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трехфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения:

$$I_{\text{СКВ.мах}} = \frac{E_q''}{x_d''} \cdot I_{\Gamma}^{(1)}, \quad (5.42)$$

где E_q'' – сверхпереходная ЭДС генератора по поперечной оси при номинальных условиях, о.е;

$$I_{\text{СКВ.мах}} = \frac{1,099}{0,17} \cdot 2133 = 13790 \text{ А};$$

$$I_{\text{НБ(мах)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 13790 = 1379 \text{ А}.$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_{\Gamma} > \frac{I_{\text{НБ(мах)}} \cdot K_{\text{отс}}}{I_{\Gamma}}, \quad (5.43)$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность защиты, приближенность расчета токов КЗ и необходимый запас, принимается равным 2;
 I_{Γ} – ток торможения в рассматриваемом режиме, равный:

$$I_{\Gamma} = \sqrt{I_{\text{СКВ.мах}} \cdot (I_{\text{СКВ.мах}} - I_{\text{НБ(мах)}}) \cdot \cos \alpha}, \quad (5.44)$$

где $\alpha = 10^{\circ} \div 20^{\circ}$ - угол между векторами токов плеч защиты;

$$I_{\Gamma} = \sqrt{13790 \cdot (13790 - 1379) \cdot \cos 15^{\circ}} = 12857,87 \text{ А};$$

$$K_{\Gamma} > \frac{1379 \cdot 2}{12857,87} = 0,21.$$

Принимаем уставку в соответствии с $K_{\Gamma} = 0,5$.

3) Уставка начального торможения:

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{\text{СР.0}}^*}{K_{\Gamma}} = \frac{0,40}{0,5} = 0,7 \text{ о. е.} = 2,49 \text{ А}. \quad (5.45)$$

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

$$\begin{aligned} B &\geq I_{\text{НТ}}; \\ B &\geq 0,7 \text{ о. е.} \end{aligned} \quad (5.46)$$

По [29] принимаем типовое значение уставки $B = 1,5 \text{ о. е.} = 5,33 \text{ А}$ (при этом значении условие выполняется). Характеристика срабатывания дифференциальной защит приведена на рисунке 5.2.



Рисунок 5.2 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

Для обеспечения надежной работы при больших токах короткого замыкания в зоне действия, предусматривается дифференциальная токовая отсечка.

$$I_{отс} = k_{отс} \cdot I_{\Gamma}^{(1)}, \quad (5.47)$$

где $k_{отс} = 6$ – коэффициент отстройки;

$$I_{отс} = 6 \cdot 2133 = 12798 \text{ А.}$$

Уставка органа отсечки приведённая к низшей стороне ТТ:

$$I_{отс}^{(2)} = \frac{12798}{3000/5} = 21,33 \text{ А.}$$

В относительных единицах:

$$I_{отс}^* = \frac{21,33}{3,555} = 6,00 \text{ о. е.}$$

Защита должна действовать на отключение всех выключателей генератора, на гашение поля, а также на останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов и на пуск пожаротушения генератора.

5.2.3 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора

На блоках с генераторами мощностью более 30 МВт, как правило, должна быть предусмотрена защита от замыканий на землю в цепи генераторного напряжения, охватывающая всю обмотку статора. Для защиты генераторов от замыканий на землю применяется специальная высокочувствительная защита, реагирующая на ток нулевой последовательности.

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

1) Орган основной гармоники (U_0G) 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, соединенной по схеме «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.

Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора представлена на рисунке 5.3.

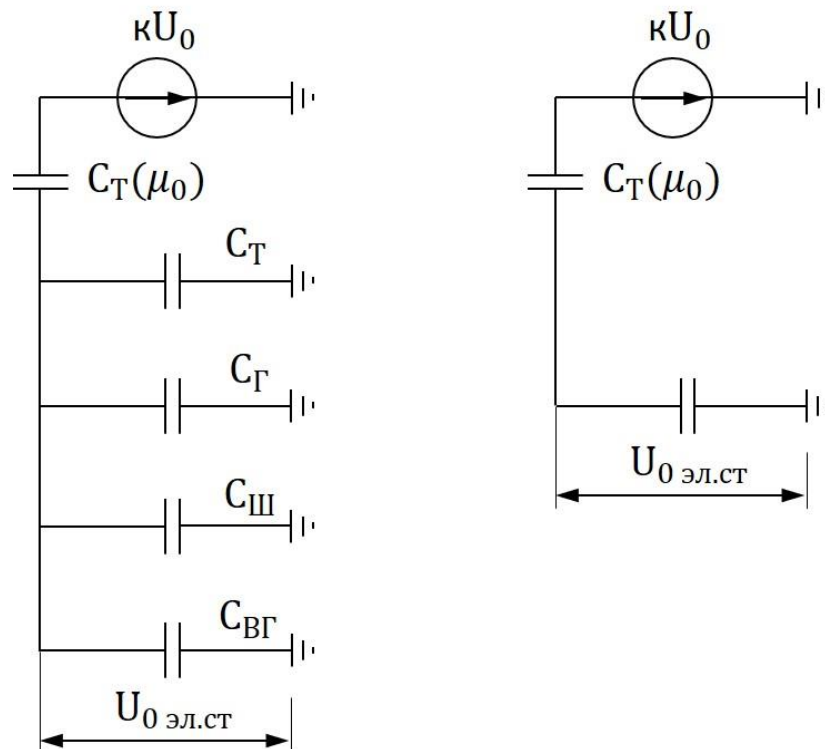


Рисунок 5.3 – Схема замещения для определения напряжения $U_{0\text{эл.ст.}}$.

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_{\Gamma} + C_{\text{Ш}} + C_{\text{В.Г}}, \quad (5.48)$$

где C_{Γ} – ёмкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;
 C_T – ёмкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;
 $C_{\text{ш}}$ – ёмкость шинпровода по отношению к земле;
 $C_{\text{В.Г}}$ – ёмкость генераторного комплекса 10,5 кВ;

$$C_{\Sigma} = 0,007 + 1,02 + 0,008 + 0,25 = 1,285 \text{ мкФ/фазу.}$$

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

$$U_{0 \text{ Эл.ст}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}}, \quad (5.49)$$

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

$C_T(\mu_0)$ – ёмкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора, $C_T(\mu_0) = 0,01$;

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{НОМ.ВН}}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{121}{\sqrt{3}} = 23,286 \text{ кВ.} \quad (5.50)$$

$$U_{0 \text{ Эл.ст}} = 0,5 \cdot 23,286 \cdot 10^3 \cdot \frac{0,01}{0,01 + 1,285} = 89,89 \text{ В.}$$

Суммарный емкостной ток сети 10,5 кВ:

$$I_C = \sqrt{3} \cdot U_{\text{Л}} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma}, \quad (5.51)$$

где $U_{\text{Л}}$ – линейное напряжение генератора, В;
 ω – циклическая частота, $\omega = 2 \cdot \pi \cdot f = 314$ рад/с;

$$I_C = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 314 \cdot 1,285 = 7,34 \text{ А.}$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \cdot \frac{3U_{0 \text{ Эл.ст}}}{K_{\text{ТН}}}, \quad (5.52)$$

где $K_{\text{Н}} = 1,3$ – коэффициент надежности;
 $K_{\text{ТН}}$ – коэффициент трансформации ТН;

$K_B = 0,9$ – коэффициент возврата;

$$U_{CP} \geq \frac{1,3}{0,9} \cdot \frac{3 \cdot 89,89}{10,5/\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}} = 2,14 \text{ В.}$$

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

Принимаем следующие уставки: U_{01G} с уставкой 5 В с выдержкой времени 9,0 с действием на сигнал; U_{0G} с уставкой 10 В и выдержкой времени 0,5 с. Защита должна действовать на отключение всех выключателей генератора, на гашение поля, а также на останов турбины.

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

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

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

$$X = \frac{1}{K_T + 2} = \frac{1}{1,5 + 2} = 0,286, \quad (5.53)$$

где K_T – коэффициент торможения органа U_{03} :

$$K_T = \frac{1}{K_q} \cdot \frac{1 - 2 \cdot \alpha}{\alpha}, \quad (5.54)$$

где K_q – необходимый коэффициент чувствительности, принимается равным 2;
 α – доля витков статора генератора со стороны нейтрали, не защищённых органом U_{0G} :

$$\alpha = 2 \cdot \frac{U_{CP}}{100} = 2 \cdot \frac{10}{100} = 0,2, \quad (5.55)$$

где U_{CP} – напряжение срабатывания органа U_{0G} , равное 10 В;

$$K_T = \frac{1}{2} \cdot \frac{1 - 2 \cdot 0,2}{0,2} = 1,5.$$

При $K_T = 1,5$ орган U_{03} работает селективно и защищает 28,6 % обмотки статора со стороны нейтрали.

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

5.2.4 Дистанционная защита от внешних коротких замыканий

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

Защита выполняется двухступенчатой и содержит орган максимального тока генератора $I > (Z < G)$:

а) первая ступень ($Z1 < G$) предназначена для защиты от симметричных замыканий и выполняет функцию ближнего резервирования. Ступень ($Z1 < G$) выполняется однофазной;

б) вторая ступень ($Z2 < G$) предназначена для защиты от внешних междуфазных замыканий и выполняет функцию дальнего резервирования. Ступень ($Z2 < G$) выполняется трехфазной.

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

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

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

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 110 кВ Абинской ГЭС:

$$Z_{cp1} = \frac{0,8 \cdot X_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot X'_L}{K_n^2} = \frac{0,8 \cdot 24,40 + \frac{0,8}{3} \cdot 6,79}{\left(\frac{121}{10,5}\right)^2} = 0,16 \text{ Ом}, \quad (5.56)$$

где K_T – коэффициент токораспределения, учитывающий, что линии параллельны;

X_T – сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 110 кВ:

K_n – коэффициент трансформации силового трансформатора.

$$X'_L = 0,85 \cdot X_{уд} \cdot l = 0,85 \cdot 0,435 \cdot 18 = 6,79 \text{ Ом}. \quad (5.57)$$

Уставка будет равна:

$$Z_{1C3} = Z_{cp1} \cdot \frac{K_{TT}}{K_{TH}} = 0,16 \cdot \frac{3000/5}{10500/100} = 0,92 \text{ Ом}. \quad (5.58)$$

Принимаем уставку: $Z_{1C3} = 0,92 \text{ Ом}$.

2) Функция dZ_{cp} отличает повреждение от качаний в энергосистеме по скорости относительного изменения полного сопротивления.

Уставка органа контроля скорости изменения сопротивления вычисляется по формуле

$$dZ_{cp1} = \frac{Z_{нг min} - Z_{1сз}}{T_H \cdot k_H} = \frac{1,35 - 0,16}{0,2 \cdot 2} = 29,73 \text{ Ом/с}, \quad (5.59)$$

где $Z_{нг min}$ – сопротивление, в режиме наибольшей возможной нагрузки;
 T_H – период промышленной частоты, принимается равным 0,02 с;
 k_H – коэффициент надежности, принимается равным 2.

$$Z_{нг min} = Z_{нагр.ф.} = \frac{0,95 \cdot U_{ном.г}}{\sqrt{3} \cdot I_{нг max}} = \frac{0,95 \cdot 10,5}{\sqrt{3} \cdot 4266} = 1,35 \text{ Ом}, \quad (5.60)$$

где $I_{нг max}$ – максимальное значение рабочего тока генератора в условиях перегрузки, равная:

$$I_{нг max} = 2 \cdot I_{г}^{(1)} = 2 \cdot 2133 = 4266 \text{ А}. \quad (5.61)$$

Приведем первичное сопротивление, в режиме наибольшей реальной возможной нагрузки к вторичному:

$$Z_{нг min(вт)} = Z_{нг min} \cdot \frac{K_{тг}}{K_{тн}} = 1,35 \cdot \frac{3000/5}{10500/100} = 7,71 \text{ Ом}. \quad (5.62)$$

Первая ступень действует с выдержкой времени 0,5 с на отключение блочных выключателей 110 кВ, с выдержкой времени 0,8 с на отключение выключателя генератора и гашение полей, отключение выключателей ТСН, останов турбины и сброс АРЗ.

3) Сопротивление срабатывания второй ступени выбирается из условия отстройки от режима наибольшей реально возможной нагрузки (наименьшего сопротивления в нагрузочном режиме):

$$Z_{cp2} \leq \frac{Z_{нг min}}{k_{отс} \cdot k_B \cdot \cos(\varphi_{мч} - \varphi_{нг})}, \quad (5.63)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,2;
 k_B – коэффициент возврата, принимается равным 1,05;
 $\varphi_{мч}$ – угол максимальной чувствительности, принимаемый 80°;
 $\varphi_{нг}$ – угол нагрузки в режиме наибольшей реально возможной нагрузки.

Угол нагрузки ($\varphi_{нг}$) определяется в предположении, что активная нагрузка в рассматриваемом режиме осталась равной номинальной:

$$\varphi_{\text{нг}} = \arccos \left[\frac{P_{\text{ном.г}}}{\sqrt{3} \cdot 0,95 U_{\text{ном.г}} \cdot I_{\text{нг max}}} \right] = \arccos \left[\frac{33 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 0,95 \cdot 10500 \cdot 4266} \right] = 63,4^\circ. \quad (5.64)$$

$$Z_{\text{ср2}} \leq \frac{1,35}{1,2 \cdot 1,05 \cdot \cos(80^\circ - 63,4^\circ)} = 1,12 \text{ Ом.}$$

Первичное сопротивление срабатывания защиты приведем ко вторичному:

$$Z_{2\text{сз}} = Z_{\text{ср2}} \cdot \frac{K_{\text{тт}}}{K_{\text{тн}}} = 1,12 \cdot \frac{3000/5}{10500/100} = 6,39 \text{ Ом.} \quad (5.65)$$

Принимаем уставку: $Z_{2\text{сз}} = 6 \text{ Ом.}$

Учитывая, что мертвая зона при КЗ вблизи линейных выводов генератора устранена первой ступенью, вторую ступень рекомендуется выполнять без смещения ($Z_{\text{см}} = 0$).

Выдержка времени второй ступени должна быть отстроена от наибольшей выдержки времени резервных защит линий 8 с. Вторая ступень действует с выдержкой времени 8,5 с – на отключение блочных выключателей 110 кВ и с выдержкой времени 9,0 с на отключение генератора и гашение полей, отключение выключателей ТСН.

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{нагр}} = \frac{U_{\text{ном.г}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\Gamma}^{(1)}} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 2133} = 2,84 \text{ Ом,} \quad (5.66)$$

Приведенное первичное сопротивление ко вторичному:

$$Z_{\text{нагр(вт)}} = Z_{\text{нагр}} \cdot \frac{K_{\text{тт}}}{K_{\text{тн}}} = 2,84 \cdot \frac{3000/5}{10500/100} = 16,24 \text{ Ом.} \quad (5.67)$$

Характеристика срабатывания дистанционной защиты приведена на рисунке 5.4.

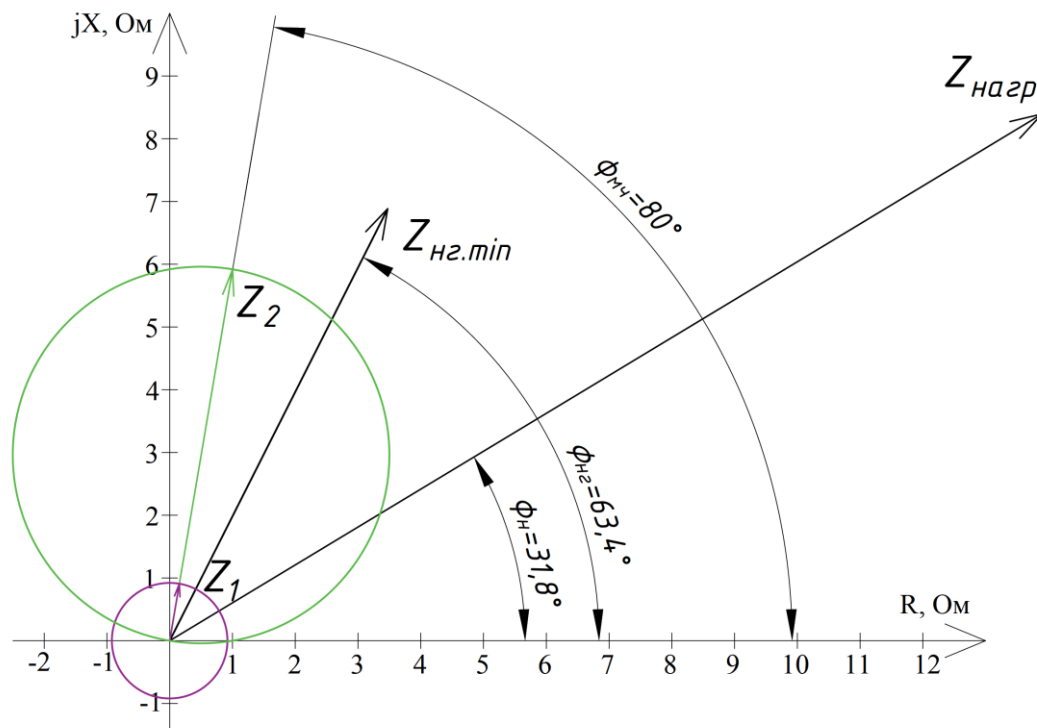


Рисунок 5.4 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты генератора

5.2.5 Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора

Защита предназначена для предотвращения развития повреждения генератора при несимметричных КЗ и перегрузках токами обратной последовательности.

На блоках с гидрогенераторами мощностью более 30 МВт, характеристика срабатывания интегрального органа должна быть согласована с характеристикой допустимых перегрузок генератора токами I_2 . При этом защита может иметь одну или более выдержек времени, в зависимости от назначения и целесообразности применения ИО.

В состав защиты входят:

- измерительный орган максимального тока обратной последовательности с интегрально-зависимой выдержкой времени (I_2);
- измерительный орган максимального тока обратной последовательности с независимой выдержкой времени ($I_2 >$);
- внутренняя логика.

Измерительный орган I_2 включает в себя следующие органы:

1. Сигнальный орган $I_{2\text{сигн}}$, срабатывающий без выдержки времени при превышении тока I_2 значения уставки срабатывания органа (действует на

сигнал). Согласно указаниям завода-изготовителя МП-защит НПП ЭКРА [29] ток срабатывания сигнального органа должен быть не выше длительно допустимого тока обратной последовательности для защищаемого генератора. Так как отсутствуют данные допустимого тока обратной последовательности в обмотках генератора в расчете принимаем требования ПТЭ к допустимому уровню тока обратной последовательности. Для генераторов с косвенным охлаждением обмоток ток обратной последовательности не должен превышать 14% от номинального тока генератора в первичной цепи.

Длительно допустимый ток обратной последовательности найдем по формуле

$$I_{2\text{дл.доп}}^{(2)} = 0,14 \cdot I_{\Gamma}^{(2)} = 0,14 \cdot 3,555 = 0,498 \text{ А.} \quad (5.68)$$

Ток срабатывания сигнального органа, отстроенный от пускового органа:

$$I_{2\text{СИГН}} = \frac{I_{2\text{дл.доп}}^{(2)}}{k_{\text{Н}} \cdot k_{\text{отс}}} = \frac{0,498}{1,2 \cdot 1,1} = 0,38 \text{ А.} \quad (5.69)$$

2. Пусковой орган ограничивает зону срабатывания интегрального органа при малых токах обратной последовательности I_2 , при этом уставка срабатывания пускового органа должна быть не менее уставки срабатывания сигнального органа.

$$I_{2\text{ПУСК}} = \frac{I_{2\text{дл.доп}}^{(2)}}{k_{\text{Н}}} = \frac{0,498}{1,2} = 0,41 \text{ А.} \quad (5.70)$$

3. Интегральный орган срабатывает при удаленных несимметричных режимах, сопровождающихся токами перегрузки I_2 . Выдержка времени интегрального органа:

$$t_{\text{CP}} = \frac{A}{(I_2^*)^2}, \quad (5.71)$$

где A – постоянная времени генератора, равная 35,

I_2^* – ток обратной последовательности в о.е.

Таблица 5.9 – Зависимость времени срабатывания ИО от тока обратной последовательности

I₂[*]	1	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,14	0,12	0,11	0,1
t_{cp}	35	97	140	219	389	875	1786	2431	2893	3500

Полное время охлаждения:

$$t_{\text{охл}} = \frac{A}{(I^*_{2\text{дл.доп}})^2} = \frac{35}{0,14^2} = 1786 \text{ с.} \quad (5.72)$$

Ток срабатывания отсечки выбирается по условию согласования уставки по чувствительности с защитами смежных элементов:

$$I_{2\text{отс}} = \frac{I_{K3}^{(2)\text{min}}}{\sqrt{3} \cdot k_{\text{ч}}} = \frac{7873,4}{\sqrt{3} \cdot 1,2} = 3788,08 \text{ А} = 6,31 \text{ о. е.} \quad (5.73)$$

Первая выдержка времени принимается $t_{1\text{отс}} = 6 \text{ с}$ и действует на деление системы (отключение СВ). Выдержки времени остальных ступеней принимаются на ступень селективности $\Delta t = 0,5 \text{ с}$ более выдержки времени предыдущей ступени.

Таким образом, выдержка времени второй ступени $t_{2\text{отс}} = 6,5 \text{ с}$ на отключение выключателя блока и ТСН. Третья ступень с выдержкой $t_{3\text{отс}} = 7 \text{ с}$ и действием на отключение генератора и гашение полей.

Ток срабатывания измерительного органа $I_{2>}$ определим по формуле

$$I_{\text{ср}} = \frac{I_{\Gamma}^{(2)}}{1,2 \cdot (X'_d + X_2)} = \frac{3,555}{1,2 \cdot (0,17 + 0,19)} = 4937 \text{ А} = 8,23 \text{ о. е.} \quad (5.74)$$

Характеристика срабатывания интегрального органа защиты обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора представлена на рисунке 5.5.

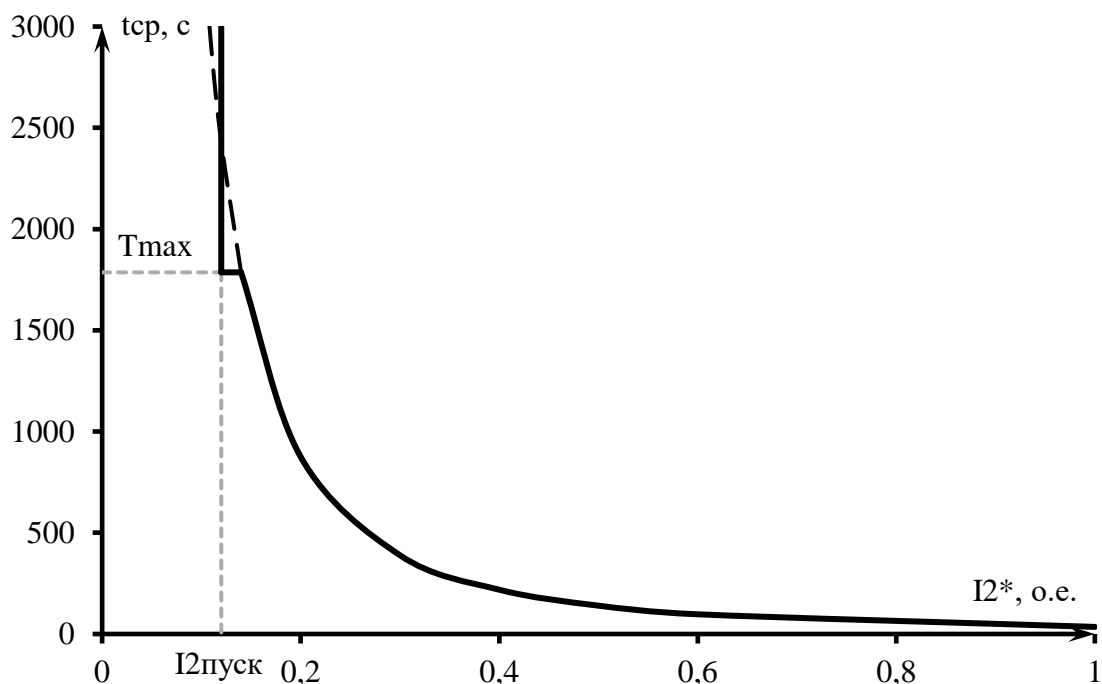


Рисунок 5.5 – Характеристика срабатывания интегрального органа защиты I_2

5.2.6 Защита генератора от симметричных перегрузок обмотки статора

Защита от симметричных перегрузок предназначена для ликвидации и предотвращения недопустимых перегрузок обмотки статора, возникающих при понижении напряжения в сети или при повреждениях в системе возбуждения генератора.

Данная защита включается на ток трех фаз нулевых выводов генератора ($I_{НГ}$) и выполняется с сигнальной и отключающей ступенями.

В состав защиты входят:

- измерительный орган защиты от перегрузок с интегрально-зависимой выдержкой времени (I_1);
- внутренняя логика.

Измерительный орган I_1 включает следующие пусковые органы:

- сигнальный орган ($I_{1СИГН}$);
- пусковой орган ($I_{1ПУСК}$);
- орган токовой отсечки ($I_{1ОТС}$);
- интегральный орган.

Сигнальный орган ($I_{1СИГН}$) срабатывает без выдержки времени при превышении током значения уставки срабатывания органа, предназначен для сигнализации перегрузки обмотки статора.

Пусковой орган ($I_{1ПУСК}$) срабатывает без выдержки времени при превышении током значения уставки срабатывания органа и осуществляет пуск интегрального органа.

Орган токовой отсечки ($I_{1ОТС}$) срабатывает с независимой выдержкой времени при превышении током значения уставки срабатывания органа и используется для дальнего резервирования.

Интегральный орган срабатывает с зависимой от тока выдержкой времени. Зависимость времени срабатывания от тока прямой последовательности задается координатами точек характеристики срабатывания интегрального органа.

Уставка сигнального органа выбирается по условию отстройки от номинального тока генератора:

$$I_{1СИГН} = \frac{k_H}{k_B} \cdot I_{Г}^{(1)} = \frac{1,05}{0,98} \cdot 2133 = 2285,36 \text{ А} = 1,071 \text{ о. е.} \quad (5.75)$$

где k_H – коэффициент надежности, принимаемый равным 1,05;

$k_B = 0,98$ – коэффициент возврата сигнального органа.

Сигнальный орган с выдержкой времени 9 с действует на сигнал.

Уставка срабатывания пускового органа выбирается по условию отстройки от срабатывания интегрального органа при малых токах. По характеристике допустимых перегрузок генератора током статора (табл. 2.1) принимаем

$$I_{1ПУСК} = 1,1 \text{ о. е.}$$

Характеристика срабатывания интегрального органа задается по точкам по допустимой перегрузке генератора током статора.

Таблица 5.10 – Допускаемая кратность перегрузки генератора по току статора

Кратность перегрузки	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2
Продолжительность перегрузки, с	3600	900	360	300	240	180	120	60

Максимальное время срабатывания принимаем равным максимальному времени по характеристике допустимых перегрузок генератора током статора, $T_{\max} = 3600$ с. Минимальное время срабатывания принимаем равным минимальному значению из возможного диапазона регулирования уставки, $T_{\min} = 0,5$ с.

Ток срабатывания органа отсечки ($I_{1\text{ОТС}}$) выбирается по условию:

$$I_{1\text{ОТС}} = \frac{1,20 \cdot I_{\Gamma}^{(1)}}{0,98} = \frac{1,20 \cdot 2133}{0,98} = 2611,84 \text{ А} = 1,22 \text{ о. е.} \quad (5.76)$$

Уставка тока органа отсечки в именованных единицах через трансформатор тока:

$$I_{1\text{ОТС ТТ}} = \frac{I_{1\text{ОТС}}}{k_{\text{ТТ}}} = \frac{2611,84}{600} = 4,35 \text{ А.} \quad (5.77)$$

Уставка тока органа токовой отсечки в относительных единицах:

$$I_{1\text{ОТС}}^* = \frac{I_{1\text{ОТС ТТ}}}{I_{\text{НГ}}^{(2)}} = \frac{I_{1\text{ОТС ТТ}}}{I_{\text{НГ}}^{(1)} / k_{\text{ТТ}}} = \frac{4,35}{2133/600} = 1,22 \text{ о. е.} \quad (5.78)$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению $U_{\Gamma} <$. Напряжение срабатывания принято равным:

$$U_{\text{СР}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{НОМ}}}{K_{\text{ВОЗВ}} \cdot k_{\text{ТТ}}} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 105} = 66,02 \text{ В.} \quad (5.79)$$

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

Сигнальный орган с выдержкой времени $t_{\text{СИГН}} = 9$ сек действует на сигнал.

Интегральный орган действует без дополнительной выдержки времени $t_{\text{ОТКЛ}} = 0$ сек на отключение генераторного выключателя, гашение поля. Характеристика срабатывания изображена на рисунке 5.6.

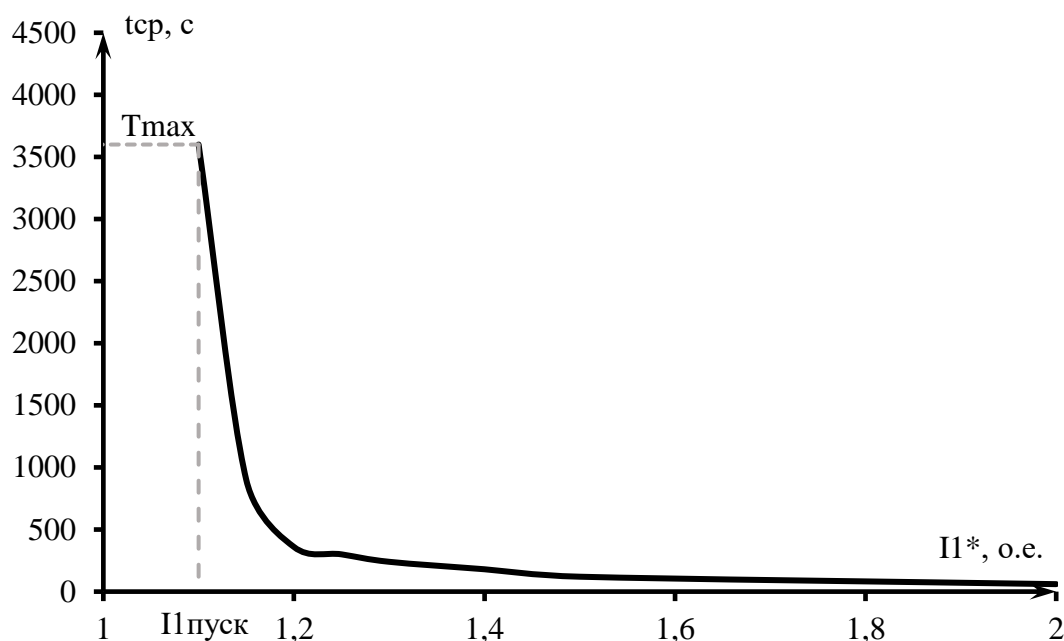


Рисунок 5.6 – Характеристика срабатывания интегрального органа защиты II

5.2.7 Защита ротора генератора от перегрузок

Защита обмотки ротора генератора от перегрузок током возбуждения предназначена для предотвращения повреждения обмотки возбуждения генератора при длительной форсировке возбуждения в случаях аварийного снижения напряжения в энергосистеме или при неисправностях в системе возбуждения.

Измерительный орган I_R включает следующие пусковые органы:

- сигнальный орган ($I_{РСИГН}$) срабатывает без выдержки времени при превышении током I_R значения уставки срабатывания органа;
- пусковой орган ($I_{РПУСК}$) срабатывает без выдержки времени при превышении током I_R значения уставки срабатывания органа и осуществляет пуск интегрального органа;
- орган токовой отсечки ($I_{РОТС}$) срабатывает без выдержки времени при превышении током I_R значения уставки срабатывания органа и используется для быстрого отключения при КЗ в цепи ротора;
- интегральный орган срабатывает с зависимой от тока выдержкой времени. Зависимость времени срабатывания от тока ротора задается координатами точек характеристики срабатывания интегрального органа.

Уставка сигнального органа выбирается по условию отстройки от номинального тока ротора:

$$I_{РСИГН} = k_{ОТС} \cdot I_{R.НОМ ВН}^{(2)} = 1,05 \cdot 0,951 = 1,00 \text{ А} = 1,05 \text{ о.е.} \quad (5.80)$$

где $k_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,05.

Уставка пускового органа не более минимального тока ротора характеристики допустимых перегрузок и отстроен от тока срабатывания сигнального органа:

$$I_{\text{пуск}} = I_{\text{доп min}} = 1,1 \cdot I_{\text{р.ном ВН}}^{(2)} = 1,1 \cdot 0,951 = 1,05 \text{ А} = 1,1 \text{ о. е.} \quad (5.81)$$

Согласно Техническому Описанию ЭКРА [29]:

– максимальное время срабатывания должно быть не менее времени допустимых перегрузок генератора токами возбуждения, соответствующих току срабатывания пускового органа, $T_{\text{макс}} = T_{\text{доп.мах}} = 3600 \text{ с}$;

– минимальное время срабатывания рекомендуется принимать равной минимальному значению из возможного диапазона регулирования уставки, $T_{\text{мин}} = 0,5 \text{ с}$;

– время полного охлаждения $T_{\text{охл}} = 3000 \text{ с}$.

Уставка срабатывания органа токовой отсечки рассчитывается по формуле

$$I_{\text{ротс}} = \frac{2,2 \cdot I_{\text{р.ном ВН}}^{(2)}}{0,98} = 2,245 \cdot 0,951 = 2,13 \text{ А} = 2,245 \text{ о. е.} \quad (5.82)$$

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

Выдержка времени сигнального органа должна быть не менее времени резервных защит системы возбуждения. Выдержку времени по этому условию целесообразно принимать равной $t_{\text{СИГН}} = 10 \text{ с}$.

Интегральный орган действует с двумя выдержками времени:

– с выдержкой времени $t_{2\text{ОТКЛ}} = 0 \text{ сек}$ на переключение каналов АРВ.

– с выдержкой времени $t_{2\text{ОТКЛ}} = 10 \text{ сек}$ на отключение генератора, гашение поля и отключение АГП.

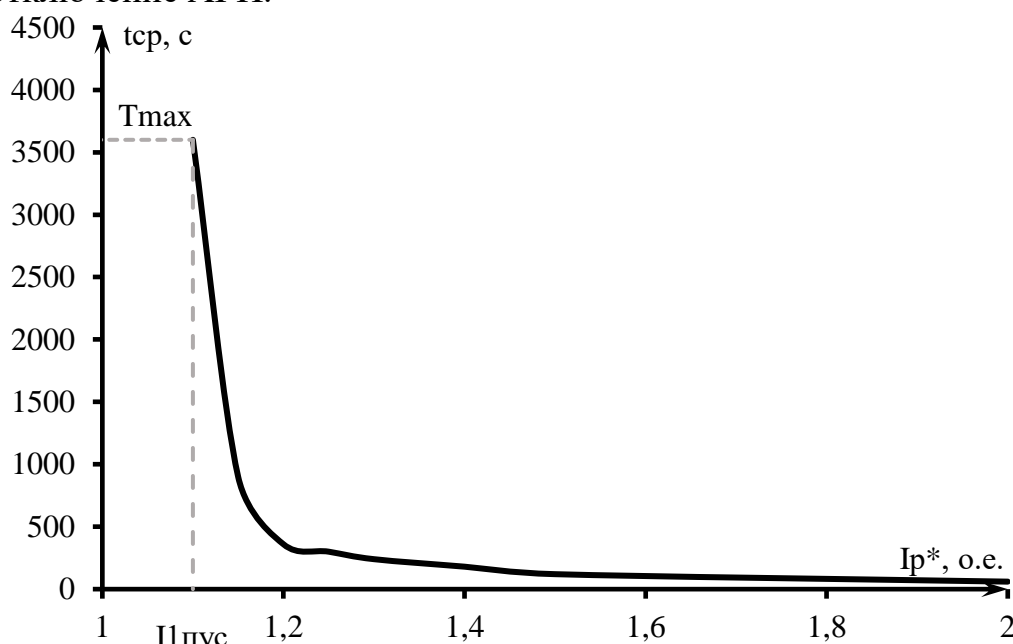


Рисунок 5.7 – Характеристика срабатывания интегрального органа защиты $I_{\text{р}}$

5.2.8 Защита генератора от повышения напряжения

Защита предназначена для предотвращения повреждений, возникающих при недопустимом повышении напряжения на статоре генератора.

Защита включается на линейное напряжение на выводах генератора ($U_{Г,Y}$).

Значительные повышения напряжения на гидрогенераторах могут возникать, например, при резких сбросах нагрузки вследствие медленного действия регуляторов скорости и повышения частоты (до 150% от номинального и выше), при неправильной работе АРВ или ручном управлении системой возбуждения. Повышенные напряжения могут быть опасны для изоляции обмотки статора генератора и могут приводить к повышенным нагревам магнитопровода генератора (трансформатора).

Защита включает в себя две ступени:

а) первая ступень защиты предназначена для защиты от повышения напряжения статора в режиме холостого хода;

б) вторая ступень защиты предназначена для защиты от повышения напряжения статора гидрогенераторов в режимах резкого сброса нагрузки.

В зависимости от типа генератора, в проектах может быть использована как одна ступень (первая или вторая), так и обе ступени защиты

Первая ступень защиты состоит из однофазного ИО максимального напряжения ($U>1$) и внутренней логики и реагирует на действующее значение напряжения. Первая ступень защиты действует на холостом ходу генератора и выводится из действия при появлении тока в линейных выводах генератора и в цепях высшего напряжения трансформатора блока.

Вторая ступень защиты состоит из однофазного измерительного органа максимального напряжения ($U>2$) и элемента выдержки времени и реагирует на действующее значение напряжения.

По рекомендациям технических указаний ЭКРА [29] уставки защиты задаются в относительных единицах по отношению к базисному напряжению. В качестве базисного напряжения рекомендуется принимать номинальное напряжение статора генератора во вторичных величинах:

$$U_{\text{баз}} = \frac{U_{\text{ном}}}{k_{\text{ТН}}} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 10,5 / \sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}} = 33,33 \text{ В.} \quad (5.83)$$

Напряжение срабатывания первой ступени защиты определяется по формуле

$$U_{\text{СРАБ1}} = 1,2U_{\text{баз}} = 40 \text{ В} = 1,2 \text{ о. е.} \quad (5.84)$$

Защита с выдержкой времени $t_{1\text{сраб}}$ действует на отключение генератора. В защите предусмотрена задержка на время t_{PT} при сбросах нагрузки, перекрывающая длительность кратковременного повышения напряжения на

генераторе при его отключении от сети (при резких сбросах нагрузки вследствие относительно медленного действия их регуляторов скорости).

Выдержку времени срабатывания первой ступени защиты $t_{1\text{сраб}}$ принимаем равной 0,5 с.

Выдержку времени на блокирование первой ступени по току t_{PT} принимаем равной 3,0 с.

Напряжение срабатывания первой ступени защиты:

$$U_{\text{СРАБ2}} = 1,5U_{\text{баз}} = 50 \text{ В} = 1,5 \text{ о. е.} \quad (5.85)$$

Выдержку времени срабатывания второй ступени защиты $t_{2\text{сраб}}$ принимаем равной 0,5 с.

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

6 Компоновка и сооружения гидроузла

6.1 Определение класса гидротехнического сооружения

Для проведения требуемых расчетов сначала необходимо определить класс гидротехнического сооружения. Класс ГТС назначают в соответствии с Постановлением Правительства РФ «Об утверждении критериев классификации гидротехнических сооружений» [34].

Высота плотины 45 м, тип грунта – гравийно-галечниковый (класс II).

Установленная мощность ГЭС ($N_{\text{уст}} = 66 \text{ МВт}$) попадает в промежуток от 10 до 300 МВт – III класс.

Число людей, условия жизнедеятельности которых могут быть нарушены при аварии гидротехнического сооружения – около 11 000 человек (класс II).

По наибольшему классу ответственности данное гидротехническое сооружение относится ко II классу.

6.2 Проектирование сооружений напорного фронта

6.2.1 Определение отметки гребня грунтовой плотины

За отметку гребня грунтовой плотины $\nabla_{\text{ГГП}}$ принимаем величину, вычисленную по формулам

– для основного сочетания нагрузок:

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

– для особого сочетания нагрузок:

$$\nabla ГГП = \nabla ФПУ + h_s, \quad (6.2)$$

где h_s – превышение гребня грунтовой плотины над расчетным уровнем в ВБ;
 $\nabla НПУ$ – нормальный подпорный уровень, заданный исходными данными;
($\nabla НПУ = 529$ м).

$\nabla ФПУ$ – форсированный подпорный уровень, заданный исходными данными.
($\nabla ФПУ = 530$ м).

Представленный далее расчет приведен для особого сочетания нагрузок.

Превышение гребня плотины над расчетным уровнем в ВБ можно найти по формуле

$$h_s = \Delta h_{set} + h_{run1\%} + a, \quad (6.3)$$

где h_{run} – высота наката волн расчетной обеспеченностью 1% на откос грунтовой плотины;

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

a – конструктивный запас, $a = 1,5$ м.

Высота ветрового нагона:

$$\Delta h_{set} = k_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cos \alpha, \quad (6.4)$$

где k_w – коэффициент, принимаемый по СП 38.13330.2018 [37]:

$$k_w = 3 \cdot (1 + 0,3V_w) \cdot 10^{-7} = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot 9) \cdot 10^{-7} = 0,00000111, \quad (6.5)$$

V_w – расчетная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды, м/с; (при $\nabla НПУ$ $V_w = 12$ м/с; при $\nabla ФПУ$ $V_w = 9$ м/с)

L – длина разгона волны, м; ($L = 10000$ м);

α – угол между продольной осью водохранилища и направлением ветров, принимаем $\alpha = 0$;

d – условная расчетная глубина воды в водохранилище;

$g = 9,81$ м²/с – ускорение свободного падения.

Условная расчетная глубина в водохранилище:

$$d = \frac{\nabla ФПУ - \nabla_{дна}}{2} = \frac{530 - 491}{2} = 19,5 \text{ м.} \quad (6.6)$$

Тогда по формуле (6.4):

$$\Delta h_{set} = k_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cos \alpha = 0,00000111 \cdot \frac{9^2 \cdot 10000}{9,81 \cdot 19,5} = 0,0047 \text{ м.}$$

Для определения высоты волны вычислим безразмерные комплексы:

$$\frac{g \cdot L}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 10000}{9^2} = 1211,11, \quad (6.7)$$

$$\frac{g \cdot t}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{9} = 23544, \quad (6.8)$$

где t – период развития волн на водохранилище, равный 6 часам.

Далее по графику по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны с глубиной $d > 0,5\bar{\lambda}_d$) по значениям $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$ определяем параметры $\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{V_w}$.

$$\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,0495 \text{ и } \frac{g\bar{T}}{V_w} = 2,95 \text{ для } \frac{gL}{V_w^2},$$

$$\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,107 \text{ и } \frac{g\bar{T}}{V_w} = 4,8 \text{ для } \frac{gt}{V_w}.$$

Затем, используя меньшие значения $\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{V_w}$, вычисляем средний период волны \bar{T} и среднюю высоту волны \bar{h} :

$$\bar{T} = 2,95 \cdot \frac{V_w}{g} = 2,95 \cdot \frac{9}{9,81} = 2,706 \text{ с}, \quad (6.9)$$

$$\bar{h} = 0,0495 \cdot \frac{V_w^2}{g} = 0,0495 \cdot \frac{9^2}{9,81} = 0,408 \text{ м}. \quad (6.10)$$

Вычисляем среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2 \cdot \pi} = \frac{9,81 \cdot 2,706^2}{2 \cdot 3,14} = 11,442 \text{ м}. \quad (6.11)$$

Проверяем условие глубоководности:

$$d = 19,5 \text{ м} > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d = 0,5 \cdot 11,442 = 5,72 \text{ м}. \quad (6.12)$$

Условие выполняется, значит зона глубоководная.

Определяем высоту волны:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 0,408 \cdot 2,18 = 0,891 \text{ м}, \quad (6.13)$$

где $K_i = 2,18$ – коэффициент, определяемый по графику функции $k_i = f(gL/V_w^2; gd/V_w^2)$ [36] в зависимости от значения $\frac{gL}{V_w^2}$.

Высота наката волн на откос:

$$h_{run1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%} = 0,9 \cdot 1,1 \cdot 1,6 \cdot 0,891 = 1,411 \text{ м}, \quad (6.14)$$

где $k_r = 1$ и $k_p = 0,9$ – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса;
 $k_{sp} = 1,1$ – коэффициент, принимаемый по СП 58.13330.2019 [39];
 k_{run} – коэффициент, принимаемый по графику в зависимости от коэффициента заложения верхового откоса каменно-земляной плотины и пологости волны $\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{1\%}} = 12,84$ на глубокой воде.

Тогда по формулам (6.1-6.3) получаем:

$$h_s = 0,0047 + 1,411 + 1,5 = 2,9 \text{ м,}$$

$$\nabla\text{ГГП} = 530 + 2,9 = 533 \text{ м – особое сочетание нагрузок.}$$

Проведем для основного сочетания нагрузок аналогичный расчет.

$$h_{run1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,1 \cdot 1,67 = 2,077 \text{ м,}$$

$$\Delta h_{set} = 0,00000138 \cdot \frac{12^2 \cdot 10000}{9,81 \cdot 19} = 0,0107 \text{ м,}$$

$$h_s = 2,077 + 0,107 + 1,5 = 3,588 \text{ м.}$$

$$\nabla\text{ГГП} = 529 + 3,588 = 532,6 \text{ – основное сочетание нагрузок.}$$

Так как большее значение отметки гребня грунтовой плотины получилось для особого сочетания нагрузок, то принимаем $\nabla\text{ГГП} = 533 \text{ м}$.

6.2.2 Определение ширины водосливного фронта

Гидравлический расчёт выполняется с целью определения ширины водосливного фронта и размера водосливных отверстий, формы водосливной грани, типа сопряжения потока в НБ, размеров и типа гасителей энергии потока в НБ.

Выбор типа, числа и размеров отверстий водосливной плотины необходимо производить исходя из требований пропуска расчётного расхода воды основного расчётного случая, затем их число подлежит проверке на поверочный расчётный случай. Пропуск поверочного расхода воды надлежит выполнять при ФПУ всеми пропускными сооружениями и через все гидроагрегаты.

Определим расчётный расход через водосливную плотину по следующему выражению:

$$Q_{расч}^{осн} = Q_{макс. расч}^{осн} - Q_{ГЭС}^{осн} = Q_{макс. расч}^{осн} - (n - 1) \cdot Q_{ГА}^{осн} = 326 -$$

$$-(2 - 1) \cdot 116,22 = 209,78 \text{ м}^3/\text{с,} \tag{6.15}$$

где $Q_{\text{макс. расч}}^{\text{осн}} = 326 \text{ м}^3/\text{с}$ – максимальный основной расход, принимаемый при обеспеченности 1% для II класса сооружений;

$Q_{\text{ГА}}^{\text{осн}}$ – расход через один агрегат;

n – количество агрегатов.

Удельный расход на водосливе будет равен:

$$q_{\text{в}} = 1,25 \cdot q_{\text{р}}, \quad (6.15)$$

где $q_{\text{р}}$ – удельный расход на рисберме, который равен:

$$q_{\text{р}} = [v_h] \cdot h_{\text{НБ}}, \quad (6.16)$$

где $h_{\text{НБ}} = 5,4 \text{ м}$ – глубина в НБ при максимальном основном расходе, определяется по графику $Q = f(H)$;

$[v_h]$ – допустимая скорость на рисберме (для гравия равная 3,5 м/с).

Тогда по формуле (6.16):

$$q_{\text{р}} = 3,5 \cdot 5,4 = 18,9 \text{ м}^3/\text{с}.$$

По формуле (6.15):

$$q_{\text{в}} = 1,25 \cdot 18,9 = 23,64 \text{ м}^2/\text{с}.$$

Ширина водосливного фронта равна:

$$B = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{q_{\text{в}}} = \frac{209,78}{23,64} = 8,87 \text{ м}. \quad (6.17)$$

Принимаем 2 пролета по 5 метров. Ширина водосливного фронта, которую будем в дальнейшем использовать равна:

$$B = b \cdot n = 5 \cdot 2 = 10 \text{ м}. \quad (6.18)$$

Расход через другие водопропускные сооружения гидроузла определяем согласно СП 58.13330.2019 [39]:

$$Q = \frac{V_{\text{по}} - V_{\text{пр}}}{T_{\text{ср}}} = \frac{(0,7499 - 0,2048) \cdot 10^9}{15552000} = 61,39 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.19)$$

где $V_{\text{по}}$ – полезный объем водохранилища, км^3 ;

$V_{\text{пр}}$ – объем притока за период от НПУ до УМО для средневодного года, км^3 ;

$T_{\text{ср}}$ – продолжительность периода сработки водохранилища, с.

6.2.3 Определение отметки гребня водослива

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

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{209,78}{0,49 \cdot 10 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 4,5 \text{ м}, \quad (6.20)$$

где m – коэффициент расхода, для профиля оголовка безвакуумной водосливной стенки типа $m \approx 0,49$.

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

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{209,78}{0,49 \cdot 0,89 \cdot 10 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 4,88 \text{ м}, \quad (6.21)$$

где ε – коэффициент бокового сжатия;

σ_n – коэффициент подтопления, подтопления водослива нет и $\sigma_n = 1$.

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \frac{\xi + (n-1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (2-1) \cdot 0,45}{2} \cdot \frac{4,5}{5} = 0,89, \quad (6.22)$$

где $\xi_0 = 0,45$ – коэффициент уменьшения, учитывающий форму быков в плане (полукруглая);

$\xi = 0,7$ – коэффициент формы боковых устоев.

Определим напор на гребне водослива без учета скорости подхода потока к водосливу v_0 :

$$H = H_{02} - \frac{\alpha v_0^2}{2g} = 4,88 - \frac{1,1 \cdot 0,425^2}{2 \cdot 9,81} = 4,25 \text{ м}, \quad (6.23)$$

где $\alpha = 1,1$ – коэффициент Кориолиса;

$$v_0 = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{(\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{дна})(B + (n-1)\delta_B)} = \frac{209,78}{(529 - 491)(10 + (2-1) \cdot 3)} = 0,425 \text{ м/с}. \quad (6.24)$$

Определённый напор на гребне водослива округляем до ближайшего стандартного значения в соответствии с техническим регламентом:

$$H_{\text{ст}} = 5 \text{ м}.$$

Определим отметку гребня водослива:

$$\nabla \text{ГВ} = \nabla \text{НПУ} - H_{\text{ст}} = 529 - 5 = 524 \text{ м}. \quad (6.25)$$

6.2.4 Проверка пропуска поверочного расчетного расхода

Проверим достаточность пропускной способности водосливной плотины. Определим поверочный расход через водосливную плотину:

$$Q_{\text{расч}}^{\text{пов}} = Q_{\text{макс. расч}}^{\text{пов}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} = Q_{\text{макс. расч}}^{\text{пов}} - (n - 1) \cdot Q_{\text{ГА}}^{\text{пов}} = 373 - (2 - 1) \cdot 113,76 = 259,24 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.26)$$

где $Q_{\text{макс. расч}}^{\text{пов}}$ – максимальный расчетный расход, принимаемый при обеспеченности 0,1% для II класса сооружений;

$Q_{\text{ГА}}^{\text{пов}}$ – расход через один агрегат;

n – количество агрегатов.

Определим напор на гребне водослива при пропуске поверочного расхода в первом приближении без учета бокового сжатия потока и подтопления водослива:

$$H_{01\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{259,24}{0,49 \cdot 10 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,23 \text{ м}. \quad (6.27)$$

Во втором приближении определим напор $H_{02\text{пов}}$ с учетом бокового сжатия потока и подтопления водослива:

$$H_{02\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m_{\text{пов}} \cdot \varepsilon \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{259,24}{0,49 \cdot 0,088 \cdot 10 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,69 \text{ м}, \quad (6.28)$$

$$\text{где } \varepsilon = 1 - 0,2 \frac{\xi + (n-1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01\text{пов}}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (2-1) \cdot 0,45}{3} \cdot \frac{5,23}{5} = 0,88 \text{ м}, \quad (6.29)$$

$m_{\text{пов}}$ – коэффициент расхода для поверочного случая.

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

$$H_{\text{пов}} = H_{02\text{пов}} - \frac{\alpha v_{0\text{пов}}^2}{2g} = 5,69 - \frac{1,1 \cdot 0,511^2}{2 \cdot 9,81} = 5,68 \text{ м}, \quad (6.30)$$

$$\text{где } v_{0\text{пов}} = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{дна})(B + (n-1)\delta_B)} = \frac{259,24}{(530 - 491) \cdot (10 + (2-1) \cdot 3)} = 0,511 \text{ м/с}. \quad (6.31)$$

Определяем расчётную отметку форсированного уровня:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 524 + 5,68 = 529,68 \text{ м}. \quad (6.32)$$

Выбираем отметку ФПУ = 530 м.

6.2.5 Построение профиля водосливной грани

Отметку верха быка вычисляем по формуле

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГВ} + 1,6H_{ст} = 524 + 1,6 \cdot 5 = 532 \text{ м.} \quad (6.33)$$

Отметку гребня быка принимаем равной отметке гребня грунтовой плотины $\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГГП} = 533 \text{ м.}$

По проектному напору $H_{пр} = H_{ст} = 5 \text{ м}$ определяем координаты для построения оголовка плотины практического профиля. Оголовок плотины представлен на рисунке 6.1.

Таблица 6.1 – Координаты для построения оголовка безвакуумного водослива с оголовком профиля

x	y	x	y	x	y
0,0	0,63	7,0	2,82	14,0	12,31
0,5	0,18	7,5	3,31	14,5	13,20
1,0	0,04	8,0	3,82	15,0	14,32
1,5	0,00	8,5	4,37	15,5	15,07
2,0	0,03	9,0	4,94	16,0	16,04
2,5	0,14	9,5	5,54	16,5	17,03
3,0	0,30	10,0	6,18	17,0	18,05
3,5	0,50	10,5	6,85	17,5	19,09
4,0	0,73	11,0	7,54	18,0	20,16
4,5	0,99	11,5	8,27	18,5	21,25
5,0	1,28	12,0	9,04	19,0	22,36
5,5	1,61	12,5	9,80	19,5	23,49
6,0	1,97	13,0	10,61	20,0	24,69
6,5	2,38	13,5	11,45		

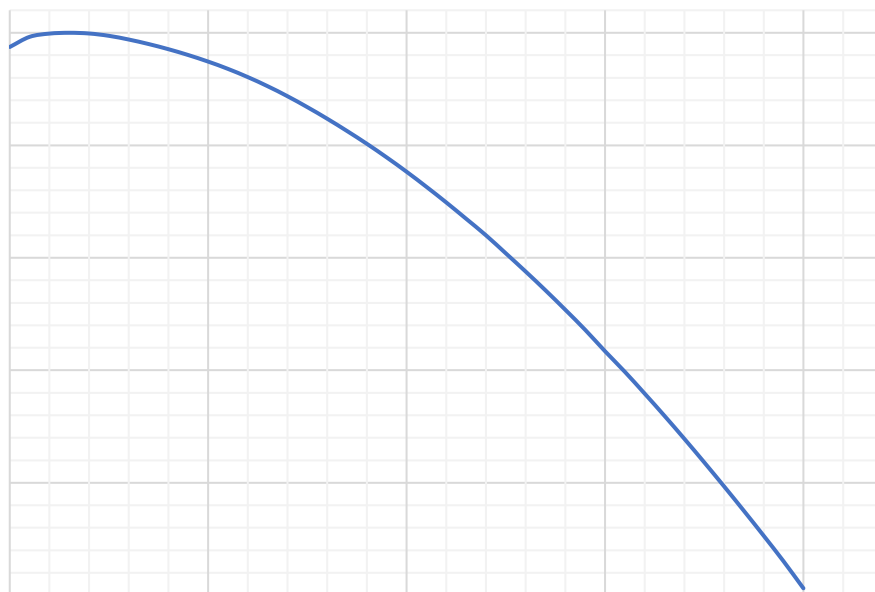


Рисунок 6.1 – Профиль водосливной грани

6.2.6 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Для плотин на нескальных основаниях принимают сопряжение бьефов с донным режимом.

При устройстве плотины необходимо рассчитать глубину в сжатом сечении h_c для определения второй сопряженной глубины h_c'' , которую следует сравнить с бытовой глубиной в нижнем бьефе $h_{НБ}$ и по их отношению определить тип сопряжения бьефов (тип гидравлического прыжка).

Рассчитаем критическую глубину:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_p^2}{(B + \sum \delta_6)^2 g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 209,78^2}{(10 + 3 \cdot 1)^2 \cdot 9,81}} = 3,08 \text{ м.} \quad (6.34)$$

Вычисляем полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{дна} = 529 - 491 = 38 \text{ м.} \quad (6.35)$$

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{38}{3,08} = 12,3. \quad (6.36)$$

По графику М.Д. Чертоусова в зависимости от коэффициента скорости $\varphi=0,9$ (при высоте плотины >40 м) и ξ_{T_0} определяем глубину в сжатом сечении ξ_c и ξ_c'' – глубину, сопряженную с ней.

$$\xi_c = 0,23 \text{ и } \xi_c'' = 2,9.$$

Тогда сопряженные глубины можно вычислить по формуле

$$h_c' = \xi_c h_{кр} = 0,23 \cdot 3,08 = 0,708 \text{ м,} \quad (6.37)$$

$$h_c'' = \xi_c'' h_{кр} = 2,9 \cdot 3,08 = 8,93 \text{ м.} \quad (6.38)$$

Сопоставляя $h_{НБ}$ и h_c'' , определяем форму сопряжения бьефов.

$h_c''(8,93) < h_{НБ}(5,404)$ – сопряжение по типу отогнанного прыжка, следовательно, необходимо создать за водосливом соответствующую глубину и произвести расчет устройства для гашения энергии в нижнем бьефе.

Толщину водобойной плиты определим по формуле В. Д. Домбровского:

$$\delta_B = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h_c'} = 0,15 \cdot 22,78 \cdot \sqrt{0,708} = 2,88 \text{ м,} \quad (6.39)$$

где v_c – скорость воды в сжатом сечении:

$$v_c = \frac{Q_p}{\omega_c} = \frac{209,78}{9,21} = 22,78 \text{ м/с}, \quad (6.40)$$

где ω_c – площадь водобойной плиты:

$$\omega_c = h'_c \cdot (B + (n - 1) \cdot \delta_6) = 0,708 \cdot 10 + 1 \cdot 3 = 9,21 \text{ м}^2, \quad (6.41)$$

где $(B + (n - 1) \cdot \delta_6)$ – ширина водобойной плиты.

6.2.7 Расчет водобойной стенки

В качестве гасителя энергии потока принимаем водобойную стенку. Рассматривая стенку как неподтопленный водослив практического профиля, рассчитаем высоту водобойной стенки:

$$h_{ст} = \sigma \cdot h''_c - H_{ст}, \quad (6.42)$$

где σ – коэффициент запаса (принимаем $\sigma = 1,1$);

$H_{ст}$ – напор над водобойной стенкой:

$$H_{ст} = \left(\frac{q_c}{m\sqrt{2g}} \right)^{2/3} - \frac{\alpha q_c^2}{2g(\sigma h''_c)^2} = \left(\frac{16,14}{0,35\sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} - \frac{1,1 \cdot 16,14^2}{2 \cdot 9,81(1,1 \cdot 8,93)^2} = 4,62 \text{ м}, \quad (6.43)$$

где m – коэффициент расхода водослива, $m = 0,35$.

q_c – удельный расход на водобое,

$$q_c = \frac{Q_p}{(B+(n-1) \cdot \delta_6)} = \frac{209,78}{(10+1 \cdot 3)} = 16,14 \text{ м}^2/\text{с}. \quad (6.44)$$

Проверим форму сопряжения бьефов за стенкой, принимая полную удельную энергию перед стенкой равной:

$$T_0 = h_{ст} + H_{ст} = 5,21 + 4,62 = 9,82. \quad (6.45)$$

Относительная удельная энергия перед стенкой:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{9,82}{3,08} = 3,19. \quad (6.46)$$

По графику М.Д. Чертоусова в зависимости от коэффициента скорости $\varphi=0,9$ (при высоте плотины >40 м) и ξ_{T_0} определяем глубину в сжатом сечении ξ_c и ξ''_c – глубину, сопряженную с ней.

$$\xi_c = 0,48 \text{ и } \xi''_c = 1,75.$$

Тогда сопряженные глубины можно вычислить по формуле

$$h'_c = \xi_c h_{кр} = 0,48 \cdot 3,08 = 1,48 \text{ м}, \quad (6.47)$$

$$h''_c = \xi''_c h_{кр} = 1,75 \cdot 3,08 = 5,39 \text{ м}. \quad (6.48)$$

Сопоставляя $h_{НБ}$ и h''_c , определяем форму сопряжения потока перед и после водобойной стенки.

$h''_c(5,39) < h_{НБ}(5,404)$ – сопряжение по типу надвинутого прыжка.

6.3 Конструирование бетонной плотины

6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

Треугольный профиль гравитационной плотины, имеющий минимальную ширину b понизу, является наиболее экономичным (рисунок 6.2). Этот профиль должен удовлетворять двум условиям: отсутствию растягивающих напряжений в плотине и устойчивости ее против сдвига по основанию.

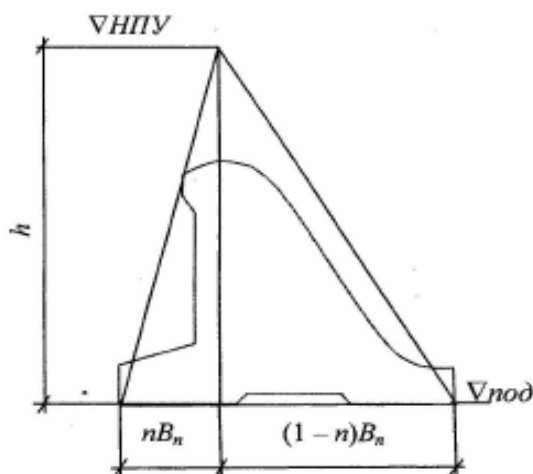


Рисунок 6.2 – Схема треугольного профиля плотины

Отметка подошвы зависит от конструкции устройств НБ и равна:

$$\nabla_{под} = \nabla_{дна} - (\delta_b + (2 \div 3)) = 491 - 2,88 + 2 = 486,12 \text{ м}, \quad (6.49)$$

где δ_b – толщина водобойной плиты. Определена по формуле (6.38).

Высота плотины равна:

$$h = \nabla_{НПУ} - \nabla_{под} = 529 - 486,12 = 42,88 \text{ м}. \quad (6.50)$$

Поскольку основание нескальное определим несколько значений B_p по формулам (6.51), (6.52), задаваясь различными значениями n . Расчеты сведем в

таблицу 6.2 и построим графики зависимостей. Точка пересечения графиков определяет расчетную ширину подошвы.

Ширина подошвы плотины из условия недопущения растягивающих напряжений на верховой грани:

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_6}{\rho_w}(1-n)+n(2-n)-\alpha_1}}, \quad (6.51)$$

где α_1 – коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счет устройства противофильтрационных завес, дренажей и шпунтов. ($\alpha_1 = 0,5$);

ρ_w – плотность воды ($\rho_w=1000$ кН/м³);

ρ_6 – плотность бетона ($\rho_6=2400$ кН/м³).

Ширина подошвы плотины из условия устойчивости плотины против сдвига по основанию:

$$B_n^{II} = \frac{\gamma_n \cdot h}{f \cdot \left(\frac{\rho_6}{\rho_w} + n - \alpha_1\right)}, \quad (6.52)$$

где f – коэффициент трения бетона по грунту основания;

γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения, принимаемый в зависимости от класса плотины (для плотины II класса $\gamma_n=1.2$)

Таблица 6.2 – Расчет ширины подошвы плотины

n	B_n^I	B_n^{II}
0,1	31,52	51,45
0,4	34,11	44,74
0,5	35,61	42,88
0,6	37,60	41,16
0,7	40,33	39,58
0,8	44,22	38,11
0,9	50,18	36,75
1	60,64	35,48

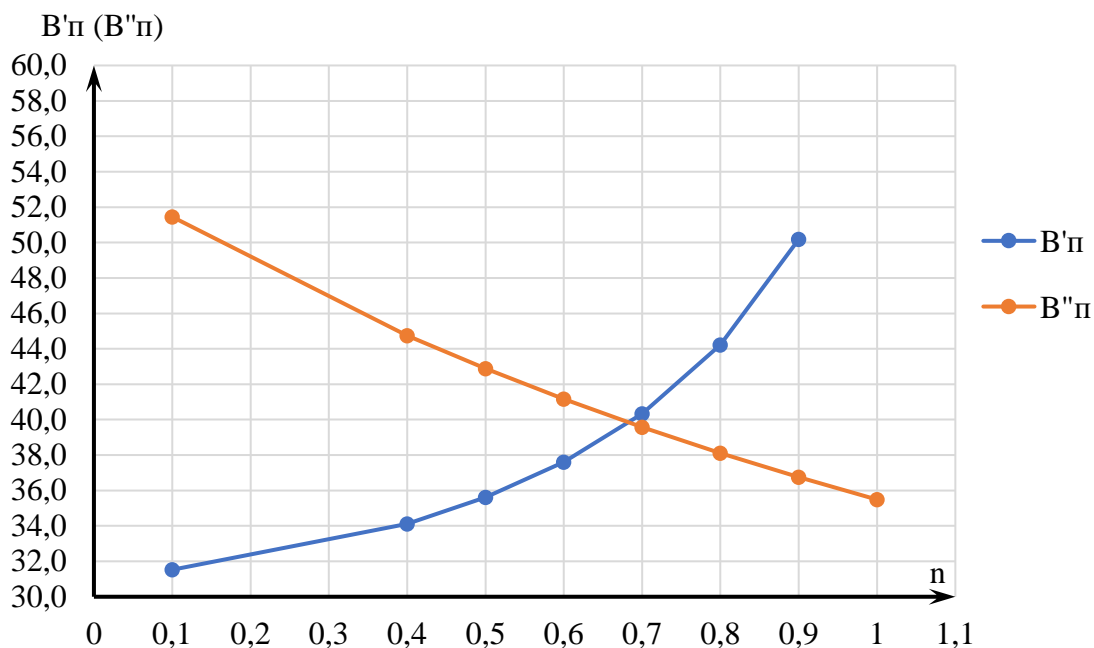


Рисунок 6.3 – Графики зависимостей $B_{\Pi}^I = f(n)$ и $B_{\Pi}^{II} = f(n)$.

Графики пересекаются в точке $n = 0,682$ и $B_{\Pi} = 39,8$ м. Ширину подошвы водосливной плотины принимаем равной $B_{\Pi} = 39,8$ м.

6.3.2 Разрезка бетонной плотины швами

Во избежание возможности заклинивания затворов в плотинах на нескальном основании разрезку швами производят по осям бычков. В проектируемой плотине разрезы осуществляется по каждому быку. Расстояние между температурно-осадочными швами принято 8 м:

$$B_{\text{сек}} = b + \delta_{\delta} = 5 + 3 = 8 \text{ м}; \quad (6.53)$$

где b – пролет водосливного фронта;

δ_{δ} – толщина разрезного быка.

Деформационные температурно-осадочные швы устраивают вертикальными шириной 4–5 см в верхней части и 1–1,5 см в пределах фундаментной плиты. Ширина швов-надрезов – 1–2 см.

6.3.3 Быки

На водосливе устраивают быки для деления водосливного фронта на пролеты и для установки затворов.

Головная часть быка имеет обтекаемую форму в плане.

Принимаются быки округлой формы, ширина и длина паза для ремонтного затвора 0,5 м, ширина и глубина паза рабочего затвора принимается 0,5 м.

Расстояние между затворами принимают 1,5 м, с целью обеспечения удобных условий для проведения ремонтных работ на рабочем затворе.

6.3.4 Устои

Устои плотин предназначены для защиты, примыкающей к водосбросу земляной плотины или берега от размыва водой, сбрасываемой через водослив, для обеспечения плавного подхода потока к водосливу и плавного его растекания в нижнем бьефе.

В данном проекте необходимо устройство двух типов устоев:

- Сопрягающие устои: один для сопряжения бетонной плотины с грунтовой плотиной и второй для сопряжения здания ГЭС с грунтовой плотиной.
- Раздельный устой для отделения бетонной водосливной плотины от здания ГЭС и глубинного водосброса.

6.3.5 Дренаж в теле бетонной плотины

Вдоль напорной грани плотины устроен вертикальный дренаж в виде скважин с расстоянием между осями 2 м.

Также предусмотрены горизонтальные дренажи у подошвы плотины, на водобое и рисберме.

6.3.6 Галереи в теле плотины

Поперечные и продольные галереи необходимы в теле плотины. Дренажная галерея размерами 3х3 м предусмотрена на отметке $\nabla=489,62$ м. Галерея, предусмотренная для сбора фильтрации бетона размерами 2,5х2 м расположена на отметке $\nabla=510,19$ м.

Цементационная галерея размером 3х3 м, предусмотренная для проведения работ по устройству цемзавесы, контроля состояния бетона плотины, размещения КИА и различного рода коммуникаций находится на отметке $\nabla=488,12$ м.

6.4 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины

6.4.1 Понур

Проектирование понура производится с целью снижения противифльтрационного давления в основании плотины и уменьшения фильтрационного расхода путем удлинения путей фильтрации.

Так как основание гравийное, устроен глинистый понур.

Минимальная толщина грунтового понура 1,66 м, а в месте примыкания к плотине – 4,38 м.

Поверх глинистого понура уложены бетонные плиты толщиной 0,5 м.

Длина понура составляет:

$$l_{\text{понура}} = 1 \cdot (\Delta\text{НПУ} - \Delta\text{УНБ}_{\text{min}}) = 1,1 \cdot (529 - 491,52) = 37,5 \text{ м}, \quad (6.54)$$

где $\Delta\text{УНБ}_{\text{min}}$ – отметка НБ, при пропуске санитарного попуска $Q_{\text{сан}}$.

6.4.2 Противофильтрационная завеса

Цементационная завеса применяется в тех случаях, когда невозможна забивка шпунта вследствие содержания большого количества валунов, прослоек скалы в грунте или, когда основание сложено скальными грунтами.

Толщина противофильтрационной завесы δ_3 должна быть не менее:

$$\delta_3 > \frac{\Delta\text{Н}_3 \cdot \gamma_n}{J_{\text{кр},m}} = \frac{20,88 \cdot 1,2}{8} = 3,13 \text{ м}, \quad (6.55)$$

где $\Delta\text{Н}_3 = \text{Н}_d - \text{Н}_{as} = 20,88 \text{ м}$ – потери напора на завесе;

γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения;

$J_{\text{кр},m}$ – критический градиент напора на завесе принимаем для гравийно-галечникового грунта – 8.

Принимаем $\delta_3 = 5 \text{ м}$.

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы принимаем конструктивно 10,7 м.

Глубину цементационной завесы принимаем равной:

$$h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,8)\text{Н}_{\text{max}} = 0,51 \cdot 37,48 = 19 \text{ м}, \quad (6.56)$$

$$\text{Н}_{\text{max}} = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{УНБ}_{\text{min}} = 529 - 491,52 = 37,48 \text{ м}. \quad (6.57)$$

6.4.3 Дренажные устройства в основании

Для отвода фильтрующейся воды и снижения фильтрационного давления на сооружение в основании устроены дренажи.

Дренаж выполнен в виде горизонтального слоя щебня под подошвой плотины, всей площадью водобоя и рисбермы толщиной 0,5 м. Через дренажные скважины фильтрующуюся воду выводят в дренажную галерею

Разгрузочная дренажная скважина глубиной 6 м размещена под подошвой плотины.

6.5 Конструирование элементов нижнего бьефа

6.5.1 Водобой

Водобой предназначен для гашения энергии потока, сходящего с водослива, и устраивается в виде железобетонной плиты.

Толщина водобойной плиты определена в формуле (1.39):

$$\delta_b = 2,88 \text{ м,}$$

Длину водобойной плиты определим по формуле

$$l_{\text{водобоя}} = 0,9 \cdot l_{\text{пр}} = 0,9 \cdot 40,65 = 36,6 \text{ м,} \quad (6.58)$$

где $l_{\text{пр}}$ – длина гидропрыжка, определенная по формуле

$$l_{\text{пр}} = 2,5 \cdot (1,9h_c'' - h_c') = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 8,93 - 0,708) = 40,65 \text{ м.} \quad (6.59)$$

6.5.2 Рисберма и ковш

Рисберма – расположенный за водобоем участок крепления нижнего бьефа, предназначенный для гашения остаточной части избыточной кинетической энергии потока и защиты водобоя от подмыва. Выполняется рисберма из залитых на месте прямоугольных бетонных плит, расположенных в шахматном порядке.

Толщина плит рисбермы 1-го ряда равна 2,5 м, 2-го – 2 м, 3-го – 1,5, 4-го – 1 м. Размеры плит 8х3,5 м. Дренажные отверстия в плитах диаметром 0,25 м расположены на расстоянии друг от друга 4,5 м. Под рисбермой устроен дренаж из щебня толщиной 0,5 м.

Длина рисбермы рассчитана по формуле

$$l_p = l_{\text{пр}} + 8 \cdot \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot q_p^2}{g}} = 40,65 + 8 \cdot \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 18,9^2}{9,81}} = 31,45 \text{ м.} \quad (6.60)$$

Концевой участок рисбермы на нескальном основании выполняется в виде ковша.

Глубина ковша:

$$h_{\text{max}} = K_p \sqrt{\frac{q_p}{V_H}} = 1,07 \cdot \sqrt{\frac{18,9}{1,5}} = 3,8 \text{ м,} \quad (6.61)$$

где K_p – коэффициент, зависящий от условий размыва ($K_p=1,07$);

q_p – удельный расход на рисберме;

V_H – неразмывающая скорость течения для грунта дна реки при глубине потока $h_{\text{НБ}} = 1$ м. ($V_H=1,5$ м/с)

Длина ямы размыва назначается в пределах:

$$l_{\text{я}} = (2 \div 5)h_{\text{кр}} = 3 \cdot 3,08 = 9,24 \text{ м.} \quad (6.62)$$

Дно ковша покрыто слоем мелкого камня толщиной 1,66 м, уклон откосов ковша 1:4 и 1:2.

6.6 Фильтрационные расчеты подземного контура

Фильтрационные расчеты проводят с целью обоснования состава элементов подземного контура, их размеров и очертания, с последующим определением величины фильтрационного давления на флютбет, определения градиентов фильтрационного потока. Расчеты приведены для основного расчетного случая: $\nabla_{НПУ} = 529,0$ м, $\nabla_{УНБ_{min}} = 494,07$ м при пропуске расхода $Q_{ГЭС} = 116$ м³/с.

6.6.1 Фильтрационный расчет методом удлиненной контурной линии

Вследствие отсутствия водоупора в основании, рассчитаем активную глубину фильтрации, предварительно определив отношение:

$$\frac{l_0}{S_0} = \frac{77,3}{23,88} = 3,24, \quad (6.63)$$

где l_0 – длина проекции подземного контура на горизонталь;

S_0 – длина проекции подземного контура на вертикаль.

Сопоставив полученное значение с таблицей 6.3, выбираем формулу для расчета активной глубины фильтрации.

Таблица 6.3 – Определение глубины активной зоны фильтрации – T_a

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

$$T_{акт} = 0,8 S_0 + 0,5 l_0 = 0,8 \cdot 23,88 + 0,5 \cdot 77,3 = 58 \text{ м.} \quad (6.64)$$

Определим среднее расстояние от отдельных горизонтальных участков подземного контура.

$$T_{ср} = \frac{T_{акт} + T_1 + T_2}{3} = \frac{58 + 57 + 53}{3} = 56 \text{ м.} \quad (6.65)$$

Построение треугольника напоров производим постепенно по всем точкам элементов подземного контура, считая потери на входе и на выходе равными $0,44T_{ср}$. Треугольник потерь напора показан в приложении Г – рисунок Г.1.

6.7 Определение основных нагрузок на плотину

Для обоснования надежности и безопасности гидротехнических сооружений выполняется расчет гидравлического и фильтрационного режимов. В данной работе выполним расчеты по первой группе предельных состояний для оценки общей прочности и устойчивости бетонной плотны, а также общей фильтрационной прочности основания и грунтовой плотины.

При сплошном поперечном сечении плотины нагрузки собирают на 1 п. м. длины плотины.

6.7.1 Вес сооружения и затворов

Вес 1 п. м. водосливной части плотины определим по формуле

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_B}{b + \delta_B} = \frac{735,15 \cdot 5 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{5 + 3} = 10817,8 \text{ кН/м}, \quad (6.66)$$

где $S_{\text{пл}}$ – площадь поперечного сечения плотины ($S_{\text{пл}} = 735,15 \text{ м}^2$);

b – ширина пролета;

δ_B – толщина быка;

ρ_B – плотность бетона.

Площади поперечного сечения плотины и быка, а также точка центра масс определены с помощью программного комплекса AutoCAD.

Вес быка:

$$G_B = \frac{S_B \cdot \delta_B \cdot g \cdot \rho_B}{b + \delta_B} = \frac{1450 \cdot 3 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{5 + 3} = 12802,08 \text{ кН/м}, \quad (6.67)$$

где S_B – площадь поперечного сечения быка ($S_B = 1450 \text{ м}^2$).

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

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f} \cdot g \approx 0,055 \cdot 32,5 \cdot \sqrt{32,5} \cdot 9,81 \approx 99,97 \text{ кН}, \quad (6.68)$$

где f – площадь затвора:

$$f = (\nabla \text{ФПУ} - \nabla \text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (530 - 524 + 0,5) \cdot 5 = 32,5 \text{ м}^2. \quad (6.69)$$

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

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_B} = \frac{99,97}{5 + 3} = 12,5 \text{ кН/м}. \quad (6.70)$$

6.7.2 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:
– со стороны ВБ:

$$T_B = \frac{\rho_w g h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 42,88^2 \cdot 10^{-3}}{2} = 9018,8 \text{ кН/м}, \quad (6.71)$$

$$h_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 529 - 486,12 = 42,88 \text{ м}; \quad (6.72)$$

– со стороны НБ:

$$T_H = \frac{\rho_w g h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 7,95^2 \cdot 10^{-3}}{2} = 310,0 \text{ кН/м}, \quad (6.73)$$

$$h_2 = \nabla_{\text{УНБ}_{\min}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 494,07 - 486,12 = 7,95 \text{ м}, \quad (6.74)$$

где $\nabla_{\text{УНБ}_{\min}} = 494,07$ – уровень воды в НБ при $Q_{\text{ГЭС}} = 116 \text{ м}^3/\text{с}$.

Вертикальная составляющая силы гидростатического давления воды:
– со стороны ВБ:

$$W_e = \rho_w g S_{\text{эп}}^e = 1000 \cdot 9,81 \cdot 319,5 \cdot 10^{-3} = 3134,15 \text{ кН/м}, \quad (6.75)$$

где $S_{\text{эп}}^e$ – площадь поперечного сечения тела давления, определенная с помощью программного комплекса AutoCAD;

– со стороны НБ:

$$W_n = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}}^n = 1000 \cdot 9,81 \cdot 14 \cdot 10^{-3} = 137,87 \text{ кН/м}. \quad (6.76)$$

6.7.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Сила взвешивающего давления:

$$W_{\text{взв}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 306,4 = 3006,14 \text{ кН/м}, \quad (6.77)$$

где $S_{\text{эп}}$ – площадь эпюры взвешивающего давления для основного расчетного случая.

6.7.4 Сила фильтрационного давления

Эпюра фильтрационного давления построена методом удлиненной контурной линии.

В качестве воздействия на плотину учитываем часть эпюры фильтрационного давления, действующего непосредственно на подошву плотины:

$$W_{\phi} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 297,1 = 2914,75 \text{ кН/м}, \quad (6.78)$$

где $S_{\text{эп}}$ – площадь эпюры фильтрационного давления, действующего на подошву плотины.

6.7.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань можно определить по формуле

$$p_{\text{н}} = \gamma_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}} \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{н}}}{2} \right) = 10 \cdot 3 \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 3,89 \text{ кН/м}, \quad (6.79)$$

где $\gamma_{\text{н}}$ – удельный вес наносов во взвешенном состоянии ($9 \div 13$) кН/м³, принимаем $\gamma_{\text{н}} = 10$ кН/м³;

$h_{\text{н}}$ – толщина слоя наносов, принимаем от уровня заиления дна, $h_{\text{н}} = 3$ м;
 $\varphi_{\text{н}} = 20^\circ$ – угол внутреннего трения наносов.

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.:

$$E_{\text{н}} = \frac{p_{\text{н}} h_{\text{н}}}{2} = \frac{3,89 \cdot 3}{2} = 5,83 \text{ кН/м}. \quad (6.80)$$

Активное давление грунта основания со стороны ВБ определяется следующим образом.

В точке, принадлежащей границе между различными слоями грунта, боковое давление грунта определяют дважды: считая эту точку принадлежащей сначала верхнему слою, а затем нижележащему.

Для слоя бетонных плит понура толщиной $h_1 = 0,5$ м и углом внутреннего трения $\varphi_{\text{гр.1}} = 37^\circ$:

$$P_{\text{гр.2}} = (\gamma_{\text{н}} h_{\text{н}} + h_1 \gamma_{\text{гр.1}}^{\text{взв}}) \cdot \text{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{\text{гр.1}}}{2} \right), \quad (6.81)$$

$$P_{\text{гр.2}} = (10 \cdot 3 + 0,5 \cdot 24,5) \cdot \text{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{37}{2} \right) = 10,5 \text{ кН/м}^2,$$

$$P_{\text{гр.2}}' = (\gamma_{\text{н}} h_{\text{н}} + h_1 \gamma_{\text{гр.1}}^{\text{взв}}) \cdot \text{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{\text{гр.1}}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot \text{tg} \left(45^\circ - \frac{\varphi_{\text{гр.2}}}{2} \right), \quad (6.82)$$

$$P_{\text{гр.2}}' = (10 \cdot 3 + 0,5 \cdot 24,5) \cdot \text{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{37}{2} \right) - 2 \cdot 27 \cdot \text{tg} \left(45^\circ - \frac{27^\circ}{2} \right) =$$

$$= -22,6 \text{ кН/м}^2.$$

Для слоя суглинка толщиной до подошвы $h_2 = 3,88$ м, сцеплением $c = 27$ кН и углом внутреннего трения $\varphi_{гр.2} = 27^\circ$:

$$P_{гр.3} = (\gamma_n h_n + h_1 \gamma_{гр.1}^{взв} + h_2 \gamma_{гр.2}^{взв}) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{гр.2}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot \operatorname{tg} \left(45^\circ - \frac{\varphi_{гр.2}}{2} \right), \quad (6.83)$$

$$P_{гр.3} = (10 \cdot 3 + 0,5 \cdot 24,5 + 3,88 \cdot 13,6) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{27^\circ}{2} \right) - 2 \cdot 27 \cdot \operatorname{tg} \left(45^\circ - \frac{27^\circ}{2} \right) = 2,6 \text{ кН/м}^2. \quad (6.84)$$

$$\gamma_{гр.2}^{взв} = \gamma_0 - (1 - n_0) \gamma_w = 19,5 - (1 - 0,45) \cdot 9,81 = 14,10 \text{ кН/м}^3, \quad (6.85)$$

где c – сцепление грунта, равное для суглинка 27 кПа;

γ_0 – удельный вес сухого грунта, принимаем равным 19,5 кН/м³;

n_0 – пористость сухого грунта, равная 0,45;

γ_w – удельный вес воды;

$h_{гр}$ – толщина слоя грунта, м;

$\varphi_{гр}$ – угол внутреннего трения.

Численное значение равнодействующей активного давления грунта на 1 п.м. длины плотины соответствует площади эпюры активного давления грунта. Площади эпюр определены с помощью программы AutoCAD.

$$E_{ак1} = S_{эп1} = 3,6 \text{ кН/м},$$

$$E_{ак2} = S_{эп2} = 0,8 \text{ кН/м},$$

$$E_{ак} = 3,6 + 0,8 = 4,4 \text{ кН/м}.$$

Пассивное давление грунта основания на плотину со стороны НБ определяется по формулам

– под водобойной плитой:

$$P_{пас.1} = \gamma_б h_{пл} \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) = 24,5 \cdot 2,88 \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ + \frac{40^\circ}{2} \right) = 15,32 \text{ кН/м}, \quad (6.86)$$

где $\gamma_б$ – удельный вес бетона;

$h_{пл}$ – толщина водобойной плиты;

$\varphi_{гр}$ – угол внутреннего трения грунта под плитой (для щебня $\varphi_{гр} = 40^\circ$).

– на уровне подошвы плотины:

$$P_{\text{пас.2}} = (\gamma_6 h_{\text{пл}} + h_{\text{гр}} \gamma_{\text{гр.}}^{\text{взв}}) \cdot \text{tg}^2 \left(45^\circ + \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) = 24,5 \cdot 2,88 + 0,5 \cdot 13,44 =$$

$$= 16,78 \text{ кН/м}, \quad (6.87)$$

где $h_{\text{гр}}$ – толщина слоя грунта от низа водобойной плиты до подошвы плотины;
 $\gamma_{\text{гр.}}^{\text{взв}}$ – удельный вес взвешенного грунта. Для щебня определен по формуле (6.85):

$$\gamma_{\text{гр.}}^{\text{взв}} = 20,5 - (1 - 0,28) \cdot 9,81 = 13,44 \text{ кН/м}^3.$$

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

$$E_{\text{пас}} = S_{\text{эп}} = \left(\frac{P_{\text{пас.1}} + P_{\text{пас.2}}}{2} \right) h_{\text{гр}} = \left(\frac{15,32 + 16,78}{2} \right) \cdot 0,5 = 8,03 \text{ кН/м}. \quad (6.88)$$

6.7.6 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления при основном расчетном случае определяется по формуле А.И. Можевитинова:

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}_d}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = 0,5 \cdot 9,81 \cdot 0,891 \cdot \left(\frac{11,44}{\pi} + \frac{0,22}{2} \right) =$$

$$= 16,39 \text{ кН/м}, \quad (6.89)$$

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

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

h_0 – средняя высота волны:

$$h_0 = \frac{\pi h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}_d} = \frac{\pi \cdot 0,891^2}{11,44} = 0,22 \text{ м}. \quad (6.90)$$

6.7.7 Оценка прочности плотины

Для оценки общей прочности плотины в ней определяют напряжения (по методу предельных состояний первой группы), которые затем сравнивают с критериями прочности. Оценка общей прочности плотины проводится в сечении на уровне подошвы плотины. Сжимающие напряжения плотины при расчете принимаем со знаком «-», растягивающие – со знаком «+». В таблицу 6.1 внесены собранные нагрузки на плотину, умноженные на соответствующий коэффициент надежности по нагрузке.

Таблица 6.4 – Сбор нагрузок на плотину при основном случае

Обозначение силы	γ_f	Направление силы	Основной случай		
			Сила, кН/м	Плечо, м	Момент, кН·м
T_B	1	→	9018,80	14,30	128968,78
T_H	1	←	310,01	2,65	-822,14
W_B	1	↓	3134,15	15,60	-48892,69
W_H	1	↓	137,87	17,24	2377,15
G_6	0,95	↓	12161,98	5,00	-60867,06
$G_{пл}$	0,95	↓	10276,91	1,79	-18395,67
$W_{взв}$	1	↑	3006,14	0,03	91,69
W_ϕ	1	↑	2914,75	11,55	33669,69
E_H	1,2	→	7,00	5,88	41,15
$E_{акт}$	1,2	→	5,28	2,38	12,57
$E_{пас}$	0,8	←	6,42	0,98	-6,29
$W_{волн}$	1	→	16,39	41,40	678,69
$q_з$	0,9	↓	11,25	9,36	-105,25
		N	19801,27	$\sum M$	36750,62

N – нормальная сила, равная сумме вертикальных сил, действующих на плотину;
 $\sum M$ – сумма моментов всех сил, приложенных к плотине.

Расчет крайних напряжений в горизонтальных сечениях плотины (при расчете на 1 п.м.):

– для верховой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_n} + \frac{6 \sum M}{B_n^2} = -\frac{19801,27}{39,8} + \frac{6 \cdot 36750,62}{39,8^2} = -358,32 \text{ кПа.} \quad (6.91)$$

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u m_u^2 - \gamma_w H_d^u (1 - m_u^2), \quad (6.92)$$

где $m_u = \operatorname{tg} \alpha_1 = 0$ (т.к. $\alpha_1 = 0$ – заложение верховой грани);

H_d^u – напор над сечением со стороны ВБ.

$$H_d^u = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ПОД} = 529 - 486,12 = 42,88 \text{ м.} \quad (6.93)$$

$$\sigma_x^u = -358,32 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot 42,88 \cdot (1 - 0^2) = -420,65 \text{ кПа.}$$

Касательное напряжение:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0 \text{ кПа.} \quad (6.94)$$

Главные напряжения:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u(1 + m_u^2) + \gamma_w H_d^u m_u^2 = -358,32 \cdot (1 + 0^2) + 9,81 \cdot 42,88 \cdot 0^2 =$$

$$= -358,32 \text{ кПа/м}, \quad (6.95)$$

$$\sigma_2^u = -\gamma_w H_d^u = -9,81 \cdot 42,88 = -420,65 \text{ кПа}. \quad (6.96)$$

– для низовой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_n} - \frac{6 \sum M}{B_n^2} = -\frac{19801,27}{39,8} - \frac{6 \cdot 36750,62}{39,8^2} = -636,72 \text{ кПа}. \quad (6.97)$$

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t m_t^2 - \gamma_w H_d^t (1 - m_t^2), \quad (6.98)$$

где $m_t = \text{tg } \alpha_1 = 0$ (т.к. $\alpha_1 = 0$ – заложение низовой грани);

H_d^t – напор над сечением со стороны НБ.

$$H_d^t = \nabla \text{УНБ}_{\min} - \nabla \text{ПОД} = 494,07 - 486,12 = 7,95 \text{ м}. \quad (6.99)$$

$$\sigma_x^t = -636,72 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot 7,95 \cdot (1 - 0^2) = -77,99 \text{ кПа}.$$

Касательное напряжение:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = 0 \text{ кПа}. \quad (6.100)$$

Главные напряжения:

$$\sigma_1^t = \sigma_y^t(1 + m_t^2) + \gamma_w H_d^t m_t^2 = -636,72 \cdot (1 + 0^2) + 9,81 \cdot 7,95 \cdot 0^2 =$$

$$= -636,72 \text{ кПа/м}, \quad (6.101)$$

$$\sigma_2^t = -\gamma_w H_d^t = -9,81 \cdot 7,95 = -77,99 \text{ кПа}. \quad (6.102)$$

Таблица 6.5 – Результаты расчета напряжений в сечениях плотины

Напряжение	σ_y , кПа	σ_x , кПа	τ_{xy} , кПа	σ_1 , кПа	σ_2 , кПа
Верховая грань	-358,32	-420,65	0	-358,32	-420,65
Низовая грань	-636,72	-77,99	0	-636,72	-77,99

Графическое отображение нагрузок и напряжений показано в приложении Г (рис. Г.2).

6.7.8 Критерии прочности плотины и ее основания

1. При проверке на прочность во всех точках плотины должно выполняться условие:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_2| \leq \gamma_c \cdot R_b, \quad (6.103)$$

где R_b – расчетное сопротивление бетона сжатию (для класса бетона В22,5) $R_b=13100$ кПа);

γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения (для II класса $\gamma_n = 1,2$);

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок, принимаемый равным 1,00;

γ_c – коэффициент условий работы, для нескальных оснований равен 1,00.

$$1,2 \cdot 1 \cdot |-636,72| \leq 1 \cdot 13100,$$

764,07 кПа \leq 13100 кПа – условие выполняется.

Предварительно выбранный класс бетона В22,5 по условию проходит для укладки в зоне с максимальными сжимающими напряжениями.

2. Отсутствие растягивающих напряжений на верховой грани плотины:

$$\sigma_y^u < 0, \quad (6.104)$$

-358,32 кПа $<$ 0 – условие выполняется.

3. В зоне верховой грани плотины должно выполняться условие:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \gamma_w H_d^u, \quad (6.105)$$

$$|358,32| \geq 0,25 \cdot 9,81 \cdot 42,88,$$

358,32 кПа \geq 105,163 кПа – условие выполняется.

4. Под всей плотиной:

$$|\sigma_y^{max}| \leq [\sigma_0]_h, \quad (6.106)$$

где $[\sigma_0]_h = [\sigma_0] + K_0 \gamma_0 (h_3 - 2) = 800 + 0,3 \cdot 20 \cdot (4,88 - 2) = 817,28$ кПа,

$[\sigma_0]$ – допускаемые напряжения на сжатие для грунта основания;

γ_0 – удельный вес грунта основания;

h_3 – заглубление подошвы плотины относительно дна реки.

636,72 кПа ≤ 817,28 кПа – условие выполняется.

5. Условие неравномерности напряжений для нескальных грунтов:

$$\sigma_y^{max} / \sigma_y^{min} \leq K_n, \quad (6.107)$$

где K_n – коэффициент неравномерности напряжений (для щебня и гравия $K_n = 3$).

$$\frac{-358,32}{-636,72} \leq 3,$$

0,56 ≤ 3 – условие выполняется.

Все условия выполнены, следовательно, сооружение удовлетворяет критериям прочности плотины и ее основания.

6.7.9 Обоснование устойчивости плотины

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.108)$$

где R – расчетное значение обобщенной несущей способности;

F – сдвигающая сила.

$$R = (G_{пл} + G_6 + q_3 - W_\phi - W_{взв} + W_B + W_H) \cdot tg\varphi + E_{пас} \cdot \gamma'_c + c \cdot B_{п}, \quad (6.109)$$

где γ'_c – коэффициент условия работы для пассивного давления грунта принимается 0,7.

$$R = (10276,91 + 12161,98 + 11,25 - 2914,75 - 3006,14 + 3134,15 + 137,87) \cdot 0,5 + 6,42 \cdot 0,7 + 0 \cdot 39,8 = 11093,20 \text{ кПа.}$$

$$F = T_B - T_H + W_{волн} + E_H + E_{ак} = 9018,8 - 310 + 16,39 + 7 + 5,28 = 8731 \text{ кПа.} \quad (6.110)$$

$$\frac{11093,2 \cdot 1}{8731 \cdot 1} \geq 1,2,$$

1,27 \geq 1,2 – условие выполняется.

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости бетонных плотин на сдвиг по первому предельному состоянию.

6.8 Проектирование глубинного водосброса

Глубинный водосброс запроектирован как резервный в соответствии с требованием п. 4.6 СП 58.13330.2019 [39]: «при проектировании гидротехнических сооружений ГЭС следует предусматривать мероприятия для безопасного сброса воды в нижний бьеф через водосбросные сооружения в зимний период в случаях невозможности пропуска воды через гидроагрегаты (авария, ограничение выработки при отсутствии потребления и др.)». Расчетный расход через глубинный водосброс, равный 61,39 м³/с, определен в п.1.3 данной Пояснительной записки.

Определим площадь одного водосбросного отверстия $\omega_{\text{во}}$ из формулы (1.19):

$$\omega_{\text{во}} = \frac{Q}{\mu \sqrt{2gH_{\text{во}}}} = \frac{61,39}{0,81 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 33,88}} = 2,96 \text{ м}^2. \quad (6.111)$$

Назначим размеры водосбросного отверстия:

$$H_{\text{во}} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ВО} = 529 - 495,62 = 33,38 \text{ м}, \quad (6.112)$$

где $\nabla \text{ВО}$ – отметка центра выходного водосбросного отверстия.

$$D = 2 \cdot \sqrt{\frac{\omega_{\text{во}}}{n\pi}} = 2 \cdot \sqrt{\frac{2,96}{2\pi}} = 1,37 \text{ м}, \quad (6.113)$$

где n – количество водосбросных отверстий.

Принимаем 2 глубинных водовода диаметром 1,37 м. В качестве затворов используются во входном сечении: плоские затворы, в выходном – задвижки с электроприводом.

Глубинный водосброс представляет собой отдельное сооружение, состоящее из 2-х секций шириной по 12 м. В каждой секции глубинного водосброса располагается по 1 водосбросному отверстию диаметром 1,37 м, расположенных на отм. 494,62 м.

Чертеж глубинного водосброса приведен в приложении Г – рисунок Г.3.

6.9 Проектирование грунтовой плотины

Вблизи расположения створа в достаточном количестве находятся гравийно-галечниковый грунт. Таким образом, принято решение использовать гравийно-галечниковый грунт для отсыпки тела грунтовой плотины, гравийно-песчаный грунт – для переходных зон, глину – для ядра грунтовой плотины.

Основные параметры предварительно:

- Заложение откосов 1:1,5;
- Бермы верхового откоса на отметках 520,49 и 505,50;
- Бермы низового откоса на отметках 518,70 и 503,70;
- Ширина гребня 11,5 м;
- Ширина подошвы 166,51 м;
- Крепление верхового откоса бетонными плитами толщиной 25 см;
- Противофильтрационная конструкция – ядро из глины;
- Ширина ядра по низу 21,5 м.

Разрез грунтовой плотины показан в приложении Г – рисунок Г.4.

7 Мероприятия по охране окружающей среды

Основными источниками загрязнения воды в реке Чарыш являются животноводческий комплекс, склад ядохимикатов и поля, расположенные в непосредственной близости от воды. Животноводческий комплекс расположен на берегу ручья Кочегар, протекающего по дну оврага, впадающего в реку. Другими источниками загрязнения являются бытовые отходы жителей прибрежных зон, сбрасываемые в овраг или протоку, находящуюся слева от основного русла реки.

7.1 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

В процессе строительства Абинского ГУ будет выполняться ряд работ:

- Изъятие грунта при углублении и накопление полезной насыпи;
- Отсыпка перемычек;
- Подготовка площадки для строительства, обустройство;
- Расчистка и планировка территории;
- Строительство основных сооружений.

При строительстве предусмотрены мероприятия, направленные на подготовку ложа водохранилища и минимизацию воздействия на природу непосредственно от строительных работ объекта.

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- Создание водоема, трансформация ландшафта, изменения климата;
- Подготовка ложа водохранилища, в том числе вырубка леса и обеззараживание земель;
- Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу при постройке;

- Образование и утилизирование отходов;
- Опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС.

Формирование и заполнение водохранилища включает в себя следующие процессы:

- Формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
- Изменение процессов переноса и седиментации наносов;
- Формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды Чарыш в нижнем бьефе Абинской ГЭС;
- Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в результате перехода от речной к озерной экосистеме.

В комплекс мероприятий по санитарной подготовке территории затопления в соответствии с Федеральным законом от 30.03.99 №52-ФЗ и СТО 70238424.27.140.036-2009 «Гидроэлектростанции. Водоохранилища ГЭС. Основные правила проектирования и строительства. Нормы и требования» должны входить:

- санитарная очистка территорий населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, подлежащих выносу, а также мест массивного загрязнения;
- очистка от древесной и кустарниковой растительности;
- подготовка прибрежных участков водохранилищ около населенных пунктов – санитарных зон.

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

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

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

7.2 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СТО 70238424.27.140.036-2009 «Гидроэлектростанции. Водоохранилища ГЭС. Основные правила проектирования и строительства. Нормы и требования» [43], в соответствии с которыми:

1. На предпроектной стадии обосновывают возможность реализации проекта и перспективные прогнозы эффективности проекта.
2. В случае принятия решения о начале строительства гидроузла заказчик строительства ГЭС обязан передать часть проектной документации по подготовке водохранилища всем государственным заказчикам для утверждения и реализации ведомственной части проекта.
3. В состав инженерных изысканий для проектирования и строительства водохранилищ должны входить следующие их виды: инженерно-сейсмологические, инженерно-геодезические, инженерно-геологические, инженерно-гидрометеорологические, инженерно-экологические изыскания.
4. В проекте должна быть проанализирована возможность использования водохранилища в целях ирригации и водоснабжения, если это вызывается природными условиями и требованиями развития районов.
5. Строительство водохранилища, которое представляет собой подготовку ложа водохранилища, должно быть начато с освобождения территории зоны затопления водохранилища от расположенных на ней объектов, что предполагает использование земель значительной площади и различных категорий. В целях строительства водохранилищ осуществляется резервирование земельных участков, которые в дальнейшем подлежат изъятию для государственных нужд.
6. На этапе ввода водохранилища в эксплуатацию должны быть реализованы требования, установленные законодательными актами в области ввода в эксплуатацию водного объекта.

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период:

1 Организационные

- 1.1 Разработка и утверждение проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ) ;
- 1.2 Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);
- 1.3 Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;
- 1.4 Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;
- 1.5 Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;
- 1.6 Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;
- 1.7 Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;
- 1.8 Организация и проведение производственного экологического контроля.

2 Санитарно-технические

2.1 Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;

2.2 Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах;

2.3 Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;

2.4 Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;

2.5 Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;

2.6 Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ

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

2.8 Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;

2.9 Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;

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

Лесоочистка должна предусматриваться только на участке специального назначения:

- санитарных зонах у существующих и вновь создаваемых населенных пунктов;
- охранных зонах гидроузла при возникновении необходимости в этом по условиям эксплуатации;
- в зоне сработки водохранилища и прибрежной зоне при обосновании необходимости таких мероприятий.

Таким образом, ложе водохранилища будет очищено от деревьев и кустарников на территории 2,23 км².

В ходе строительства гидротехнических сооружений общий объем выемки грунта основания составит около 8000 м³.

7.3 Отходы, образующиеся при строительстве

В связи с большим объемом строительных и монтажных работ, которые будут проводиться в период строительства, будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме.

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

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \quad (7.1)$$

где N – объем бетонных работ, равный 134235 м^3 ;
 q – удельный норматив образования, равный $1,8\%$;
 ρ – плотность бетона, равная $2,5 \text{ т/м}^3$;

$$M = \frac{134235 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 6040 \text{ т.}$$

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

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

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

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

где N – количество арматуры, равный 42 т ;
 q – удельный норматив образования, равный $1,0\%$;
 ρ – удельный вес арматуры, равный $2,0 \text{ т/м}^3$;

$$M = \frac{42 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 0,84 \text{ т.}$$

Таким образом, в результате строительства будет образовано 6040 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), $0,84 \text{ т}$ отходов черных металлов в виде изделий, кусков.

Объекты размещения отходов должны располагаться за пределами жилой зоны на обособленных территориях с соблюдением требований, установленных для санитарно-защитных зон. Отходы бетона должны быть доставлены на специализированную свалку для утилизации.

7.4 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Абинского 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 речного стока;
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.

Ближайший населенный пункт – п. Чарышское находится на расстоянии 18 км от проектируемой ГЭС, поэтому, согласно СанПиН 2.1.3684-21 "Санитарно-эпидемиологические требования к содержанию территорий городских и сельских поселений, к водным объектам, питьевой воде и питьевому водоснабжению, атмосферному воздуху, почвам, жилым помещениям, эксплуатации производственных, общественных помещений, организации и проведению санитарно-противоэпидемических (профилактических) мероприятий" должны быть установлены размеры санитарно-защитной зоны, которые определяются в соответствии с действующими санитарно-эпидемиологическими нормами допустимых уровней шума, электромагнитных излучений, инфразвука, рассеянного лазерного излучения и других физических факторов на внешней границе санитарно-защитной зоны.

Ориентировочный размер санитарно-защитной зоны должен быть обоснован проектом санитарно-защитной зоны с расчетами ожидаемого загрязнения атмосферного воздуха (с учетом фона) и уровней физического воздействия на атмосферный воздух и подтвержден результатами натурных исследований и измерений.

Также, согласно СП 11-108-98 «Изыскания источников водоснабжения на базе подземных вод» требуется проведение лабораторных исследований состава и санитарного состояния подземных вод реки Чарыш от сбросов Абинской ГЭС.

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения поселка Чарышское, в пределах промплощадок объектов Абинской ГЭС регламентируется требованиями СанПиН 2.1.3684-21[44]:

- Хозяйствующие субъекты, осуществляющие водопользование, обязаны:
- проводить санитарно-противоэпидемические (профилактические) мероприятия, направленные на соблюдение гигиенических нормативов качества воды поверхностных водных объектов;
 - контролировать состав сбрасываемых сточных вод и качества воды водных объектов;
 - своевременно информировать территориальный орган федерального органа исполнительной власти, уполномоченного на осуществление федерального государственного санитарно-эпидемиологического

контроля (надзора), об угрозе возникновения, а также при возникновении аварийных ситуаций, представляющих опасность для здоровья населения или условий водопользования.

При выявлении несоответствия качества воды гигиеническим нормативам хозяйствующие субъекты, осуществляющие водопользование, должны разработать и провести санитарно-противоэпидемические (профилактические) мероприятия.

8 Безопасность ГТС. Охрана труда. Мероприятия по пожарной безопасности

8.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Гидротехнические сооружения проектируемой Абинской ГЭС относятся ко II классу ГТС. Важной задачей эксплуатации гидротехнических сооружений электростанций является обеспечение надежности и безопасности их работы.

В соответствии с действующими нормами и требованиями к проектированию гидроэлектростанций При организации мониторинга ГТС I и II классов контрольно-измерительные системы, контролирующие состояние ответственных ГТС I и II классов, должны применять в качестве технических средств современные АСДК, отвечающие требованиям ГОСТ 34.602.

АСДК должна включать автоматизированную систему опроса контрольно-измерительной аппаратуры (АСО КИА) и информационно-диагностическую систему контроля безопасности.

Гидростанции и ГТС I и II классов должны быть в обязательном порядке оснащены структурированной системой мониторинга и управления инженерными системами и системами мониторинга состояния сооружений (СМИС), как составной частью системы автоматического управления объектом СМИС должна контролировать технологические системы жизнеобеспечения объекта и должны быть созданы для обеспечения устойчивости функционирования системы и выполнения функции информационной поддержки принятия решений по предупреждению и ликвидации аварийных ситуаций при наличии дестабилизирующих факторов.

В условиях сейсмической активности в районе строительства гидроузла предотвращение повреждения сооружений и оборудования ГЭС в результате землетрясений должно обеспечиваться путем учета при проектировании объекта сейсмических нагрузок, которые могут возникнуть в районе расположения объекта, в соответствии с критериями расчета нагрузок для различных классов и параметров объекта.

Согласно действующему законодательству, гидротехнические сооружения подлежат декларированию безопасности на всех этапах их строительства и эксплуатации, так как их повреждение может привести к возникновению чрезвычайной ситуации.

Декларации безопасности являются неотъемлемой частью проекта и должны быть утверждены в органах надзора за безопасностью гидротехнических сооружений при согласовании проекта.

При проектировании гидротехнических сооружений должны быть разработаны критерии безопасности сооружений и предусмотрены конструктивно-технологические решения по предотвращению развития возможных опасных повреждений и аварийных ситуаций, которые могут возникнуть в периоды строительства и эксплуатации.

Ответственность за обеспечение безопасности несет владелец объекта электроэнергетики.

8.2 Охрана труда Абинской ГЭС. Общие положения

Основными задачами работы в области охраны труда при эксплуатации оборудования и сооружений гидроэлектростанций является создание безопасных условий труда, обучение персонала безопасным приемам работ, выявление и устранение причин производственного травматизма, повышение культуры производства, разработка и осуществление организационно-технических и санитарно-гигиенических мероприятий по предупреждению и снижению производственного травматизма и заболеваемости.

На Абинской ГЭС организацию работы по охране труда осуществляют технический руководитель ГЭС, 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 за выполнением правил безопасности.

Системы управления, связи и защиты должны устанавливаться на безопасных отметках или в помещениях, защищенных от затопления в аварийной ситуации.

Основные технологические помещения ГЭС, ГАЭС (машинный зал, места установки устройств автоматизированной системы управления и защит, площадка трансформаторов, ОРУ, помещения электротехнического оборудования собственных нужд) должны быть оборудованы системой технологического видеонаблюдения с выводом информации на центральный пульт ЦПУ и с архивированием записей.

При эксплуатации на гидроэлектростанции электроустановок всех напряжений персонал и другие лица, занятые техническим обслуживанием этих установок, проводящие в них оперативные переключения, организующие и выполняющие строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения, обязаны выполнять требования норм законодательства, действующих введенных уполномоченными органами государственной власти правил по охране труда (правил безопасности), СТО 70238424.27.140.012-2011 «Гидроэлектростанции. Охрана труда (правила безопасности) при эксплуатации

и техническом обслуживании сооружений и оборудования ГЭС. Нормы и требования», а также местных производственных инструкций, разработанных и утвержденных для Абинской ГЭС.

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

- оформление работ нарядом-допуском, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе с учетом требований пункта 5.14 Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок от 15.12.2020 года;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

В местных производственных инструкциях должны быть включены требования к мерам по охране труда и безопасной организации работ. Все вопросы технического обслуживания гидротехнических сооружений и их механического оборудования, включая перечень выполняемых работ, их объем и периодичность (сроки), должны быть отражены в местной производственной инструкции субъекта электроэнергетики.

Работники должны быть обучены правилам эвакуации из помещений и пользования средствами защиты и спасения.

На Абинской 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.

8.3 Пожарная безопасность

8.3.1 Пожарная сигнализация. Противопожарные системы

На каждом энергетическом предприятии должна быть разработана следующая документация по пожарной безопасности:

- общеобъектовая инструкция о мерах пожарной безопасности на предприятии.
- инструкция по пожарной безопасности в цехах, лабораториях, мастерских, складах и т.п.
- инструкция по обслуживанию установок пожаротушения.
- инструкция по обслуживанию установок пожарной сигнализации.
- планы и графики проведения противопожарных тренировок, обучения и проверки знаний персонала, технического надзора за системами пожарной защиты, а также другая документация в соответствии с требованиями ПТЭ.

Требования к пожарной безопасности для энергетических предприятий изложены в правилах пожарной безопасности, утверждены РАО «ЕЭС России». Каждый объект станции оснащается системой пожарной сигнализации, с помощью которой осуществляется контроль над противопожарным состоянием объекта.

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

Система противопожарного водоснабжения на ГЭС должна быть автоматизированной.

Системы пожарной сигнализации должны обеспечивать передачу сигнала о пожаре, указывающего на конкретное помещение, на центральный пункт управления.

Автоматические системы пожаротушения должны быть оборудованы датчиками обнаружения пожара для информирования центрального пункта управления о команде открытия водозапорных и пусковых устройств и включении системы пожаротушения, а также для передачи других сигналов, необходимых для технологии пожаротушения.

Автоматические установки пожаротушения должны обеспечивать локализацию или ликвидацию пожара поверхностным или объемным способом распределения огнетушащего вещества.

Тушение пожара объемным способом должно обеспечивать создание среды, не поддерживающей горение во всем объеме защищаемого помещения, здания, сооружения и строения.

Тушение пожара поверхностным способом должно обеспечивать ликвидацию процесса горения путем подачи огнетушащего вещества на защищаемую площадь.

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.

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 по пожарной безопасности состоит из следующих основных положений:

- вводного инструктажа по пожарной безопасности;
- проводимых в структурных подразделениях регулярных инструктажей (первичного, периодического, внепланового и целевого), в тематику которых обязательно включаются вопросы пожарной безопасности;
- специальной подготовки персонала;

- занятий по пожарно-техническому минимуму для соответствующих категорий персонала;
- проведения противопожарных тренировок;
- повышения знаний (квалификации) в учебных центрах, а также при проведении семинаров и целевых совещаний (конференций) по противопожарной защите;
- изучения и проверки знаний правил пожарной безопасности.

Основные положения оперативного плана пожаротушения должны доводиться до работников предприятия во время занятий по пожарно-техническому минимуму и периодических инструктажей. Занятия по пожарно-техническому минимуму проводятся не реже одного раза в 2 года согласно приложенной тематике для соответствующей категории работников предприятия (организации) в соответствии с «Правилами организации работы с персоналом на предприятиях и в учреждениях энергетического производства» РАО «ЕЭС России».

В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние энергетических предприятий возлагается на руководителей этих предприятий и организаций.

8.3.2 Объекты водяного пожаротушения

Комплекс мероприятий по предотвращению пожара, ограничению его распространения и средства пожаротушения на гидроэнергетических объектах предусматривается в соответствии с Федеральным законом №69 «О пожарной безопасности», государственными и ведомственными нормативными документами.

Ближайшая к Абинской ГЭС пожарно-спасательная часть находится в п. Чарышское, в 22 км ниже по течению реки, поэтому предусматривается сооружение пожарной части в непосредственной близости к электростанции и рабочему поселку.

Объектами автоматического водяного пожаротушения Абинской ГЭС являются:

- гидрогенераторы;
- трансформаторы;
- кабельные помещения;
- станционное маслохозяйство;
- подпультные помещения.

В качестве пожарных извещателей должны использоваться:

- а) для кабельных помещений, запотолочных и подпольных пространств в помещениях АСУ ТП – дымовые пожарные извещатели;
- б) для генераторов – пожарные извещатели и дифференциальные защиты;
- в) для помещений трансформаторов, в котором размещается трансформатор с АУП (срабатывание двух и более пожарных извещателей).

Маслохозяйство, являющееся источником повышенной опасности, оснащается современным автоматическим противопожарным оборудованием с автоматическим и дистанционным ручным управлением для удаления воздуха из помещений.

На подстанциях, расположенных в непосредственной близости, требуются запасы воды для тушения трансформаторов в течение 30 минут. Тушение пожара осуществляется круглыми трубами с распылителями, которые образуют водяную завесу вокруг трансформатора.

Источник воды для системы пожаротушения – водохранилище ГЭС.

Трубопровод пожаротушения обеспечивает непрерывную подачу воды в систему пожаротушения, он закольцован и разделен сегментными задвижками. Трубопроводы постоянно заполнены водой, проложены в помещении с температурой не ниже +5°C и проложены открытым способом. Запорно-пусковые устройства устанавливаются по одному на объект пожаротушения без резерва.

8.3.3 Подготовка рабочего персонала по пожарной безопасности. Общие требования

Каждое помещение Абинской ГЭС должно быть оснащено инструкцией по пожарной безопасности, актуальной для каждого конкретного помещения. В данной инструкции должны отражаться: правила ПБ, номера НСС, дежурной пожарной части. Также все помещения оснащаются средствами первичного пожаротушения в необходимом для этого объеме. В зоне обслуживания оборудования должны находиться противопожарные устройства и приспособления. За каждым помещением должно быть закреплено лицо, ответственное за пожарную безопасность.

План пожаротушения является основным документом, который определяет: действия персонала предприятия при возникновении пожара; порядок обесточивания электроустановок, находящихся в зоне пожара, выдачи письменного допуска для тушения пожара, порядок взаимодействия с прибывающими пожарными подразделениями; условия введения сил и средств на тушение пожара с учетом требований безопасности труда; рациональную установку пожарной техники и др.

План пожаротушения должен состоять из текстовой и графической частей.

В карточке пожаротушения указываются условия взаимодействия персонала объекта и личного состава пожарных подразделений, прибывших на место пожара, а также применения средств тушения пожара с учетом обеспечения необходимых мер безопасности.

Разрабатываемые на энергетических предприятиях инструкции по пожарной безопасности и другие документы должны основываться на действующих правилах и инструкциях и находиться в соответствующих структурных подразделениях. Один экземпляр общей инструкции о мерах пожарной безопасности, оперативный план пожаротушения и карточки

пожаротушения должны постоянно находиться на главном (центральном) щите управления предприятия у НСС.

План пожаротушения должен составляться в соответствии с требованиями «Методических указаний по составлению оперативных планов и карточек тушения пожаров на энергетических предприятиях».

В целях сокращения времени и обеспечения рациональных действий персонала предприятия при возникновении пожара по каждому отсеку (помещению) кабельных сооружений, генератору, трансформатору (блочному, связи, собственных нужд) разрабатываются оперативные карточки основных действий дежурного персонала.

Оперативные карточки утверждаются главным техническим руководителем и хранятся у начальника смены электростанции (начальника смены, цеха, блока), дежурного диспетчера подстанции, предприятия электросетей. При необходимости оперативные карточки согласовываются с соответствующим территориальным диспетчерским управлением.

Все лица, принимаемые на работу, учащиеся и студенты, проходящие производственную практику на Абинской ГЭС, должны пройти вводный инструктаж по пожарной безопасности.

9 Технико-экономические показатели

9.1 Оценка объемов реализации энергии и расходов

9.1.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

Актуальность работы обоснована в связи с действием на территории страны Постановлением Правительства Российской Федерации № 87 от 16 февраля 2008 г. «Положение о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», которым регламентируется наличие оценки экономических показателей проектов гидротехнического строительства в составе проектной документации. Структура работы состоит из расчета объемов реализации электроэнергии, формирования расходов по гидроузлу, оценки прибыли от продажи электроэнергии и мощности, оценки инвестиционного проекта, анализа чувствительности проекта, выбора оптимальной модели финансирования и изменения проекта.

Оценка объемов продаж электроэнергии в первые годы эксплуатации представлена в таблице 9.1.

Таблица 9.1. – Оценка объемов продаж электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2025	2026	2027	2028	2029
Установленная мощность	МВт	66,00	66,00	66,00	66,00	66,00
Число часов использования установленной мощности	Часы	8 200	8 200	8 200	8 200	8 200
Выработка электроэнергии	МВт·ч	541 200	541 200	541 200	541 200	541 200
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	5 412	5 412	5 412	5 412	5 412
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	535 788	535 788	535 788	535 788	535 788
Тариф на электроэнергию	руб/МВт·ч	1 175,00	1 206,00	1 235,00	1 262,00	1 289,00
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	52,463	53,847	55,142	56,347	57,553
НДС к выручке	млн.руб	8,003	8,214	8,411	8,595	8,779

Анализируя данные таблицы, можно заметить, что при установившемся объеме реализации электроэнергии, выручка растет в арифметической прогрессии, так как тарифы на электроэнергию, в соответствии с Едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» [46], растут в течение срока прогнозирования. Таким образом, проект окупается с каждым годом все быстрее.

9.1.2 Текущие расходы на производство электроэнергии

Формирование текущих расходов выполнено на основании Приказа «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 – «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 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 ПАО «РусГидро», обществ с участием ПАО «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 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 9.2.

Таблица 9.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда (ФОТ)	255,2	16,8
Прочие	274,0	18,1
Итого по ГЭС	529,2	34,9

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в процентах, представлены в таблице 9.3.

Таблица 9.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этап проекта (лет)	Величина, %
от 1 до 5	0,120%
от 6 до 15	0,170%
от 16 до 25	0,300%
свыше 25	0,400%

Рассчитываются услуги регулирующих организаций, исходя из ставок в соответствии едиными сценарными условиями ПАО РусГидро, результат представлен в таблице 9.4.

Таблица 9.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС» (Системный оператор ЕЭС)	135,38 тыс.руб./МВт	8,935
НП АТС (Администратор торговой системы)	1,097 руб/МВт·ч	0,626
ЦФР (Центр финансовых расчетов)	0,318 руб/МВт·ч	0,181
Итого	-	9,742

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт·ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Чарыш составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 9.5.

Таблица 9.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2025	2026	2027	2028	2029
Амортизационные отчисления, млн.руб.	57,350	67,676	59,676	59,676	59,676
Расходы на страхование, млн.руб.	12,918	13,336	12,758	12,185	11,612
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	34,927	34,927	34,927	34,927	34,927
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	1,615	1,667	1,595	2,158	2,056
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	9,742	9,742	9,742	9,742	9,742
Налог на воду, млн.руб.	2,509	2,737	2,737	2,737	2,737
Итого, млн.руб.	119,061	130,086	121,436	121,426	120,752

По данным таблицы видно, что в первые годы реализации проекта большую часть затрат составляют амортизационные отчисления, эксплуатационные затраты и расходы на страхование. Значительное повышение затрат в 2026 году объясняется резким увеличением амортизационных отчислений.

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы (рисунок 9.1).

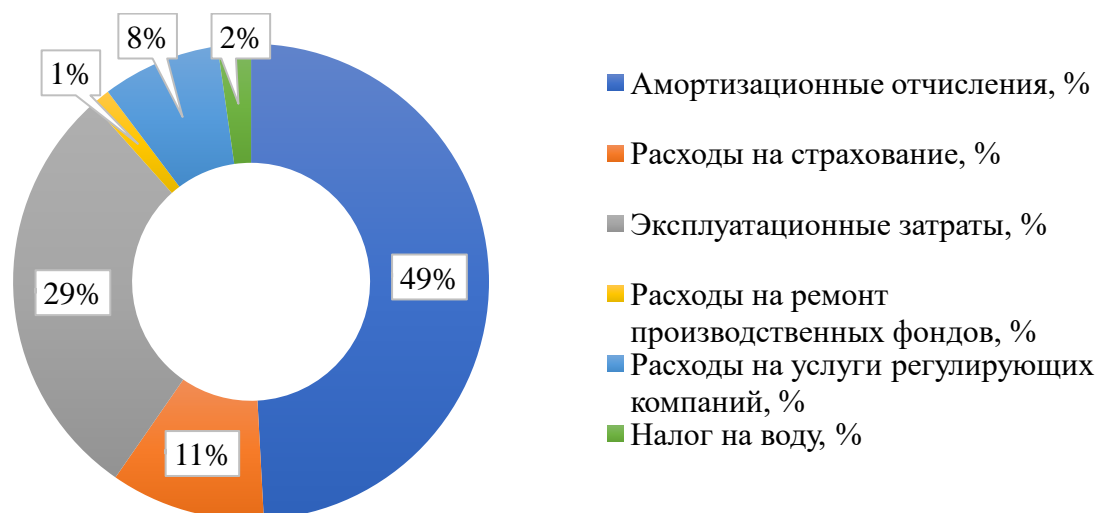


Рисунок 9.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %

Амортизационные отчисления составляют 49% в структуре затрат, что характеризует капиталоемкое производство электроэнергии на гидроэлектростанции.

9.1.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства Абинской ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

- налог на прибыль – 20%;
- НДС – 20%;
- взносы в социальные фонды – 34%;
- налог на имущество – 2,2%
- налог на воду на 1 тыс. кВт·ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 9.6.

Таблица 9.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2025	2026	2027	2028	2029
Налог на прибыль, млн.руб.	75,631	90,345	95,504	98,532	101,533
НДС, млн.руб.	103,383	116,721	121,275	124,041	126,779
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	8,639	9,343	9,343	9,343	9,343
Налог на имущество, млн.руб.	26,354	32,646	29,616	28,308	26,995
Итого, млн.руб.	214,006	249,055	255,738	260,224	264,650

Можно сделать вывод, что большая часть налоговых расходов приходится на НДС и налог на прибыль. В соответствии с пропорциональным налогообложением в России таблица показывает строго пропорциональную зависимость роста налога от роста дохода. Налоговая ставка с увеличением дохода не изменяется.

9.2 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 представлена в таблице 9.7.

Таблица 9.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2025	2026	2027	2028	2029
Выручка (нетто), млн.руб.	577,270	592,909	607,597	621,353	635,037
Текущие расходы, млн.руб.	119,061	130,086	121,436	121,426	120,752
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	458,209	462,823	486,162	499,927	514,285
ЕВИТ (прибыль до налогообложения), млн.руб.	458,209	462,823	486,162	499,927	514,285
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	91,642	92,565	97,232	99,985	102,857
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	366,567	370,259	388,929	399,942	411,428
Ставка налога на прибыль, %	20,00				

В таблице 2.1 наблюдается прямо пропорциональная зависимость величины чистой прибыли от величины выручки. Чистая прибыль прирастает, это позволяет достаточно быстро накапливать собственные средства предприятия и появляется возможность инвестировать собственный бюджет предприятия в проекты, получая дополнительную прибыль от инвестирования.

9.3 Анализ денежных потоков

Для наглядности движения денежных средств проекта приведем график денежных потоков (Cash-Flow), рассчитанный в программе Project Expert.

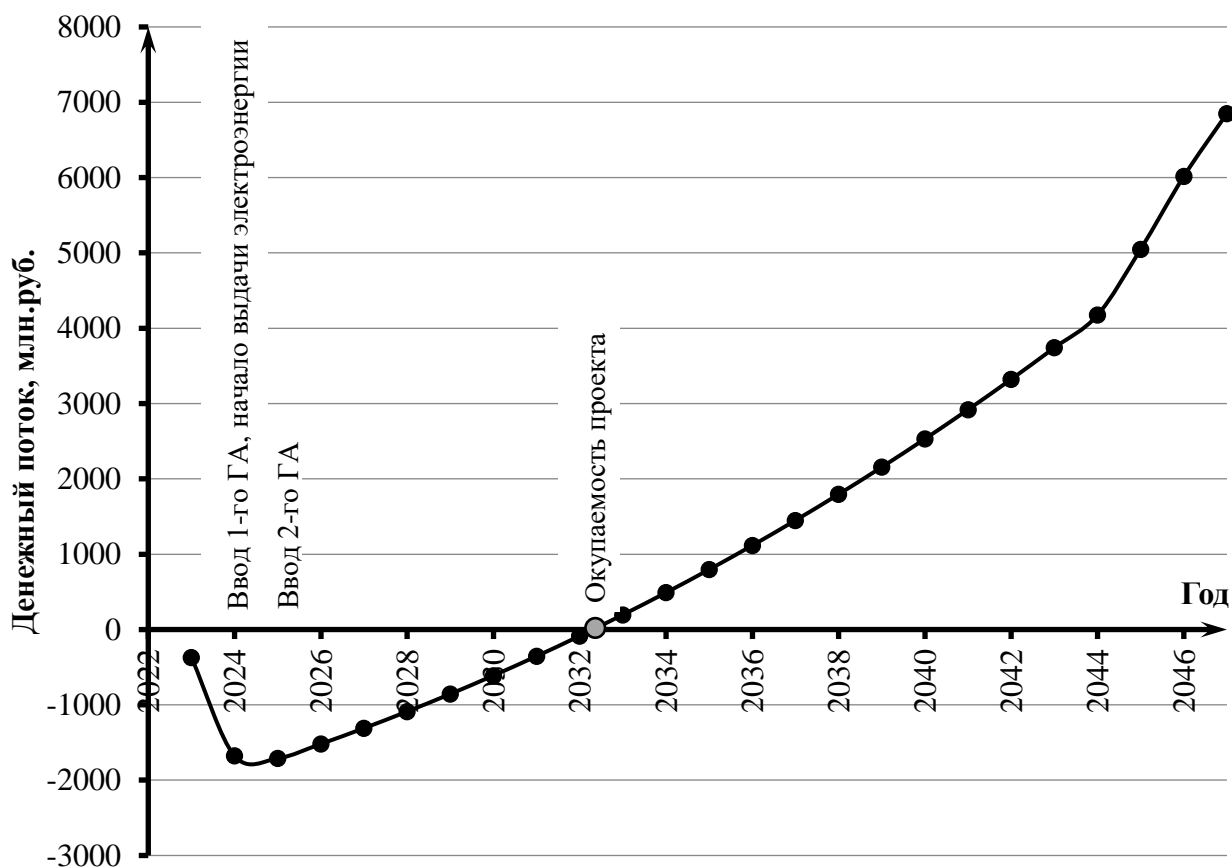


Рисунок 9.2 – График денежных потоков с укрупненными этапами реализации проекта

График показывает, что в начале проекта (2023-2024 гг) денежный поток отрицательный из-за капиталовложений на строительство станции и приобретение оборудования. После ввода в эксплуатацию первого гидроагрегата (2024 год) начинается выработка и выдача электроэнергии, что начинает приносить доход (подъем кривой денежного потока). Примерно в середине 2032 года наблюдается окупаемость проекта. Следующее за этапом окупаемости увеличение графика показывает о достижении основной цели предпринимательской деятельности – получении прибыли от проекта.

9.4 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Выдержка из Приложения к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 – «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017 – 2042 гг.»).

9.4.1 Методология, исходные данные

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

1. Чистый, дисконтированный доход NPV;
2. Индекс прибыльности PI;
3. Срок окупаемости PP;
4. И др.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:
 а) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

б) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г. № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

в) Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 – «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»

Расчёты проводились с использованием лицензионной версии программы для разработки бизнес-планов и анализа инвестиционных проектов ProjectExpert, разработанной компанией ExpertSystems.

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

- 1) Период прогнозирования для Абинской ГЭС составляет 25 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.
- 2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2023 года.
- 3) Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

9.4.2 Показатели коммерческой эффективности проекта

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 9.8.

Таблица 9.8 – Показатели эффективности реализации проекта «Абинской ГЭС на реке Чарыш»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования – r, %	11,60
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	246,00
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	272,346
Индекс прибыльности – PI	1,17
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	13,38
Себестоимость электроэнергии, руб/кВт·ч	0,20
Удельные капиталовложения, руб/кВт	100700,15

Главными показателями для оценки инвестиционного проекта являются срок окупаемости, индекс прибыльности, внутренняя норма доходности. Анализируя расчетные данные, можно принять проект и считать его прибыльным, так как: $NPV > 0$, $PI > 1$, срок окупаемости меньше прогнозируемого. Себестоимость электроэнергии – 0,20 руб./кВт·ч.

9.4.3 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 9.9.

Таблица 9.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029
В федеральный бюджет, млн. руб	181,52	209,80	219,52	225,31	231,05
В региональный бюджет, млн. руб	26,35	32,65	29,62	28,31	26,99
Итого налоговых поступлений, млн. руб	216,52	251,79	258,48	262,96	267,39

Как видно из таблицы 9.9, большую часть налоговых поступлений составляют поступления в федеральный бюджет, так как они складываются из водного налога, налога на добавленную стоимость, взносов во внебюджетные фонды и налога на прибыль. Меньшую часть составляют поступления в региональный бюджет, состоящие из налога на имущество.

9.5 Анализ чувствительности

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности – оценка влияния изменения исходных параметров инвестиционного проекта на его конечные характеристики.

Анализ чувствительности показывает эффект, который был бы оказан на прибыль или убыток и собственный капитал обоснованно возможными изменениями соответствующей переменной риска.

Риск проекта – это степень опасности для успешного осуществления проекта, которая измеряется частотой и вероятностью возникновения того или иного уровня потерь

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины индекса доходности PI к изменениям:

- а) ставки дисконтирования;
- б) цены сбыта;
- в) ставки налогов.

Ставка дисконтирования – это процентная ставка, используемая для

пересчёта будущих потоков доходов в единую величину текущей стоимости. Это постоянный прогнозируемый внешний риск, влекущий экономические потери.

Цена сбыта – стоимость за одну единицу продукции. Это внутренний финансовый риск, влекущий упущенную выгоду. Цена сбыта формируется соглашением заявки покупателя и предложения генерирующей компании.

Ставки налогов – это величина налога на единицу объекта налогообложения. Это внешний непрогнозируемый политический риск, влекущий экономические потери. Налоговый риск включает: отмену использования налоговых льгот, предоставляемых действующим законодательством; изменение налогового законодательства; решения налоговой службы, снижающие налоговые преимущества.

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно. На рисунках 9.3 – 9.5 представлены результаты анализа чувствительности.

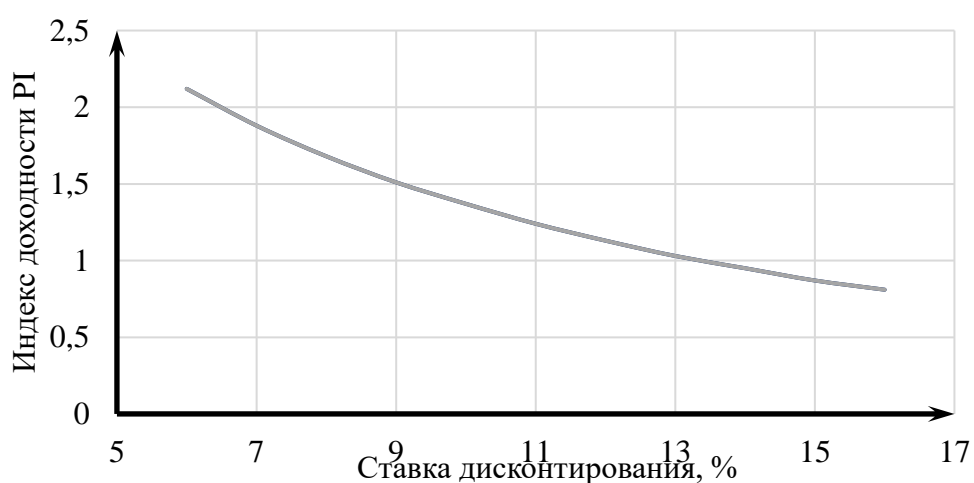


Рисунок 9.3 – Изменение PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Можно сделать вывод, что увеличение ставки дисконтирования приводит к снижению индекса доходности проекта.

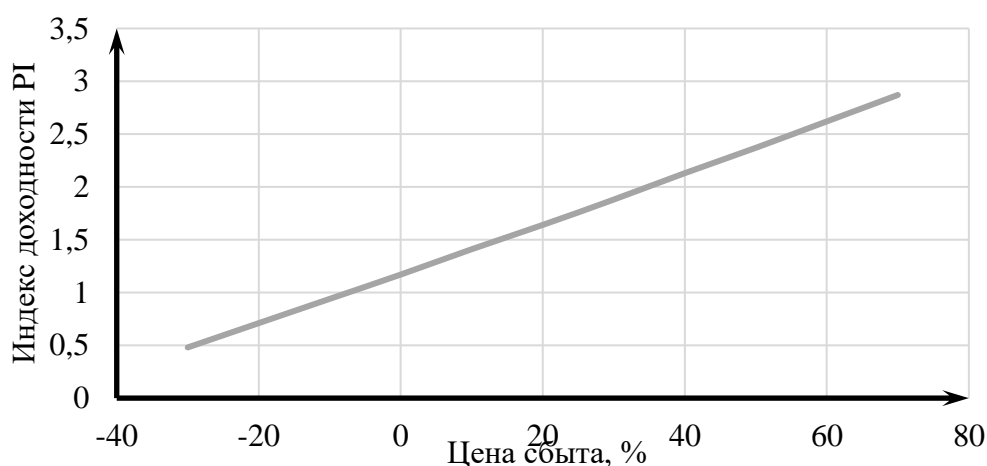


Рисунок 9.4 – Изменение PI от в зависимости от изменения цены сбыта

Вывод: Увеличение цены сбыта электроэнергии неизбежно приводит к увеличению индекса доходности проекта.

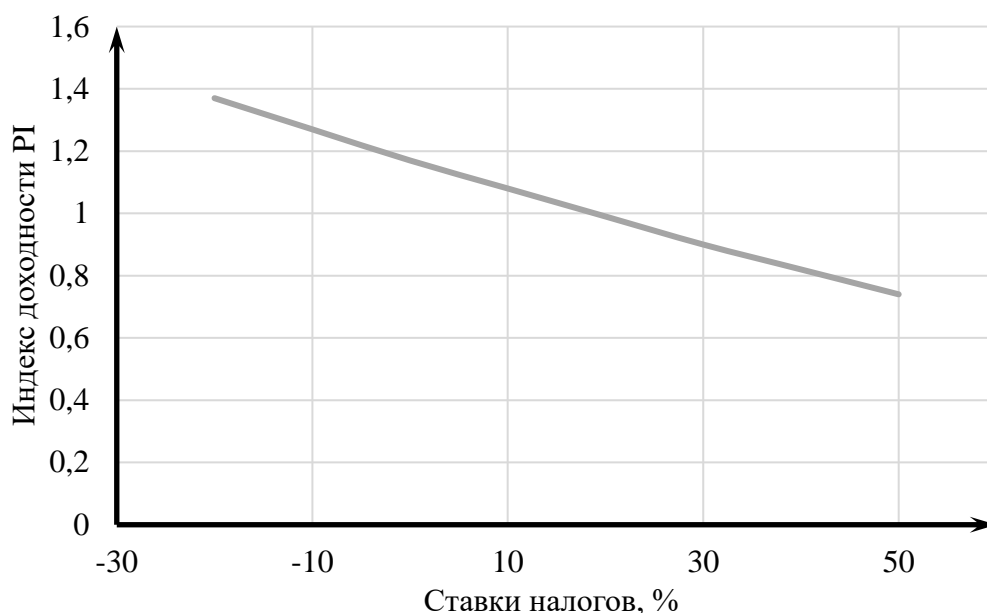


Рисунок 9.5 – Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов

Вывод: Увеличение налоговой ставки приводит к снижению индекса доходности проекта.

Можно заметить, что среди рассмотренных показателей наибольшее влияние на индекс доходности оказывает цена сбыта (критический фактор). Это говорит о том, что в ходе реализации проекта стоит обратить особое внимание на цену сбыта с целью сократить риск реализации инвестиционного проекта.

10 Обоснование использования малой гидроэнергетики

10.1 Общие сведения о малых ГЭС

Гидроэлектростанция – это электростанция, использующая непрерывно возобновляющийся водный ресурс в качестве источника энергии. В последнее время концепция устойчивого развития разных стран все чаще упоминает об использовании «зеленой» энергии для обеспечения всеобщего доступа к недорогим, надежным, устойчивым и современным источникам энергии для всех. Развитие генерации с помощью ВИЭ имеет тенденцию к расширению. Таким образом, малая энергетика играет большую роль в электрификации мира.

Малые гидроэлектростанции – это комплекс сооружений и оборудования, которые производят электроэнергию в соответствии с потребностями и требованиями различных потребителей. Состав сооружений, их конструкция и компоновка, количество и тип основного и вспомогательного оборудования должны определяться в соответствии с принципами комплексного

использования гидрологических энергоресурсов и экологической безопасности эксплуатации станции.

Малые ГЭС дают возможность гарантировать независимое энергоснабжение в отдаленных, недоступных и малоосвоенных районах, или же для обеспечения в чрезвычайные периоды. Ключевым препятствием в электрификации РФ считается большая территория, в следствие этого приблизительно в 50% страны отсутствует централизованное энергоснабжение. Лишь с помощью малой энергетики возможно обеспечить потребителей энергией, так как в некоторых случаях строительство крупных электростанций нецелесообразно, в других – финансово неоправданно, либо невозможно из-за отсутствия средств на сооружение дорогостоящих объектов централизованного теплоснабжения и линий электропередач.

10.2 Классификация малых ГЭС

Согласно ГОСТ Р 55260.4.1-2013 и СТО РусГидро [53] к малым ГЭС отнесены гидроэлектростанции с мощностью менее 25 МВт. Этот показатель обусловлен Постановлениями Правительства РФ от 03.06.2008 № 426 и от 20.10.2010 № 850, согласно которым при строительстве электростанций мощностью менее 25 МВт государство оказывает экономическую поддержку.

Классификация малых ГЭС:

по напору:

- низконапорные (с напором до 20 метров);
- средненапорные (с напором от 20 до 75 метров);
- высоконапорные (с напором более 75 метров);

по режиму работы:

- работающие параллельно с энергосистемой;
- работающие на изолированного потребителя;
- работающие параллельно с другим источником (например, с дизельной или ветровой электростанциями).

10.3 Достоинства и недостатки

В последние годы роль малых ГЭС возросла по мере роста цен на топливо, электрификации населенных пунктов и промышленных потребителей, сокращения масштабов строительства электростанций и дороговизны транспортировки дизельного топлива в отдаленные районы.

В сравнении со строительством крупных гидроэлектростанций, малые ГЭС не так сильно воздействуют на окружающую среду (изменение микроклимата на близлежащих территориях, заболачивание и сокращение водной флоры и фауны), а также могут быть размещены на менее крупных реках и требуют меньше инвестиций.

Таким образом, к достоинствам малых ГЭС можно отнести:

- небольшие капиталовложения (по сравнению со средними и крупными ГЭС);
- более низкие затраты на рабочую силу;
- экологичность;
- меньшая площадь затопления по сравнению со средними и крупными ГЭС;
- более короткие сроки строительства;
- каскады МГЭС позволяют регулировать многолетний сток воды и уменьшения пиков паводков или половодий;
- не требуют переселения жителей;
- возможность работы как самостоятельной энергосистемы или как часть энергетической системы;
- снижение цен на электроэнергию в регионе;
- возможность замены ископаемого топлива в холмистых и горных районах;
- гораздо меньший ущерб при разрушении плотины (если МГЭС – не единственный источник производства электроэнергии) [55];
- возможность автоматизированной работы без нахождения на станции оперативного персонала.

А также есть и недостатки использования водной энергии малыми объектами энергетики. Это – необходимость резервного источника генерации, для работы, в основном, в зимний период; в некоторых случаях МГЭС способствуют седиментации в водохранилищах и влияют на процесс формирования русла; сложность строительства и выбора места установки; немногочисленное количество производственно-ремонтных предприятий, производящих оборудование для гидроэлектростанций мощностью менее 25 МВт.

Потенциальными заказчиками малых ГЭС являются геологические и метеорологические станции, объекты специального назначения, частные фермы, рыбные хозяйства, туристические базы и изолированные сельские и промышленные потребители. МГЭС также очень эффективны в качестве надежного и маневренного источника энергии в составе объединенных энергосистем [56].

10.4 Отличия технологических процессов малой от крупной ГЭС

Основной технологический процесс гидроэлектростанции состоит в производстве и выдаче электроэнергии. А также в понятие технологических процессов можно отнести оперативно-технологическое управление, оперативное обслуживание и ведение энергетического и водного режимов работы ГЭС.

Процесс выработки электроэнергии крупной ГЭС не многим отличается от малой.

- Река преграждается плотиной и создается напор воды.
- Некоторый расход воды из водохранилища по напорному водоводу попадает на гидротурбину.
- Турбина, закрепленная на одном валу с ротором генератора, создает турбинный вращающий момент.
- На вращающийся ротор подается постоянный ток возбуждения, который создает магнитное поле ротора.
- По закону электромагнитной индукции в обмотке статора генератора возникает переменная ЭДС. Генератор выходит на холостой ход, включается в сеть и набирает нагрузку.
- Выработанный переменный электрический ток через повышающий трансформатор передается по ЛЭП в энергосистему.

При создании малых ГЭС необходимо стремиться к максимальной унификации строительной части и технологического оборудования.

На протяжении преддипломной практики мной был проведен анализ технологических процессов самой крупной гидроэлектростанции России. По итогу к отличительным признакам малых ГЭС мной были выделены:

1. Гидротурбины;
2. Схема выдачи мощности;
3. Оборудование РУ;
4. Вспомогательное оборудование:
 - Система ТВС;
 - Пневмохозяйство;
 - Маслохозяйство;
 - Система откачки воды и дренажа.
5. Класс безопасности ГЭС;
6. Оперативное управление и обслуживание;
7. Пожарная безопасность.

Первое отличие – основное оборудование. Турбины, используемые на малых ГЭС – пропеллерные, РО, ковшовые, поперечные(двухкратные). Есть примеры использования шнековых (вихревых) турбин, не использующихся для ГЭС большей мощности. Пример использования вихревой турбины показан на рисунке 10.1.



Рисунок 10.1 – Малая ГЭС с вихревой гидротурбиной

Также отличие технологии крупных и малых ГЭС заключается в схеме выдачи мощности. Стандартом определяются требования к наиболее надежной и устойчивой к изменениям схеме на крупных ГЭС, несущих важные системные функции, например, такие как:

- общее и нормированное первичное регулирование частоты;
- вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности;
- регулирование напряжения и перетоков реактивной мощности;
- участие в ОРЭМ.

Для малых ГЭС применяются коммутационные аппараты РУ не с элегазовой изоляцией, как на крупных современных ГЭС, а более дешевые, но все же не требующие обслуживания. А также, в соответствии со стандартом проектирования гидроэлектростанций, для ГЭС установленной мощностью менее 25 МВт использование дизель-генераторных установок (ДГУ) для резервирования собственных нужд применяется только в отдельных экономически обоснованных случаях.

Система ТВС зависит от технико-экономической целесообразности, санитарно-гигиенических и противопожарных требований, а также с учетом принятой системы наружного водоснабжения и требований технологии производства. (хозяйственно-питьевые; производственные; противопожарные системы водоснабжения).

При использовании в системе регулирования частотно-регулируемого электропривода пневмохозяйство на малой ГЭС не требуется.

Маслохозяйство для МГЭС не предусматривается либо предусматривается в минимально возможном составе.

Дренажная система на малых ГЭС осуществляется самотеком.

Класс безопасности ГТС МГЭС ниже, чем крупных, так как зависит он от высоты ГТС, мощности ГЭС и последствий возможных гидродинамических аварий.

Основным отличием можно выделить особенности в части обслуживания и эксплуатации. По Нормам технологического проектирования следует отдавать предпочтение техническим решениям, обеспечивающим автономную работу МГЭС (без постоянного присутствия оперативного персонала) с возможностью дистанционного управления.

– должны быть предусмотрены технические решения, обеспечивающие дистанционное управление и контроль состояния оборудования, сооружений и систем ГЭС;

– средства автоматизации и защиты должны автоматически без вмешательства персонала обеспечивать выполнение установленных ограничений работы основного и вспомогательного оборудования, исключать возможность развития аварийных ситуаций, в том числе при необходимости за счёт самодиагностики.

Не исключена возможность применения искусственного интеллекта, что является современным направлением в России.

10.5 Особенности проектирования малых ГЭС

Этапы создания малой гидроэлектростанции:

- обследование водного объекта с целью оценки его энергетического потенциала;
- обоснование выбора технологического оборудования, размещения и компоновки гидротехнических сооружений;
- подготовка технического предложения на строительство;
- проведение инженерных изысканий (геодезия, геология, экология, метеорология);
- разработка проектной и рабочей документации;
- получение необходимых разрешений, прохождение проектом экспертизы;
- строительство;
- изготовление, доставка, монтаж и запуск гидроэнергетического оборудования.

На рисунке 10.2 представлена диаграмма распределения затрат при строительстве малой ГЭС. [57]

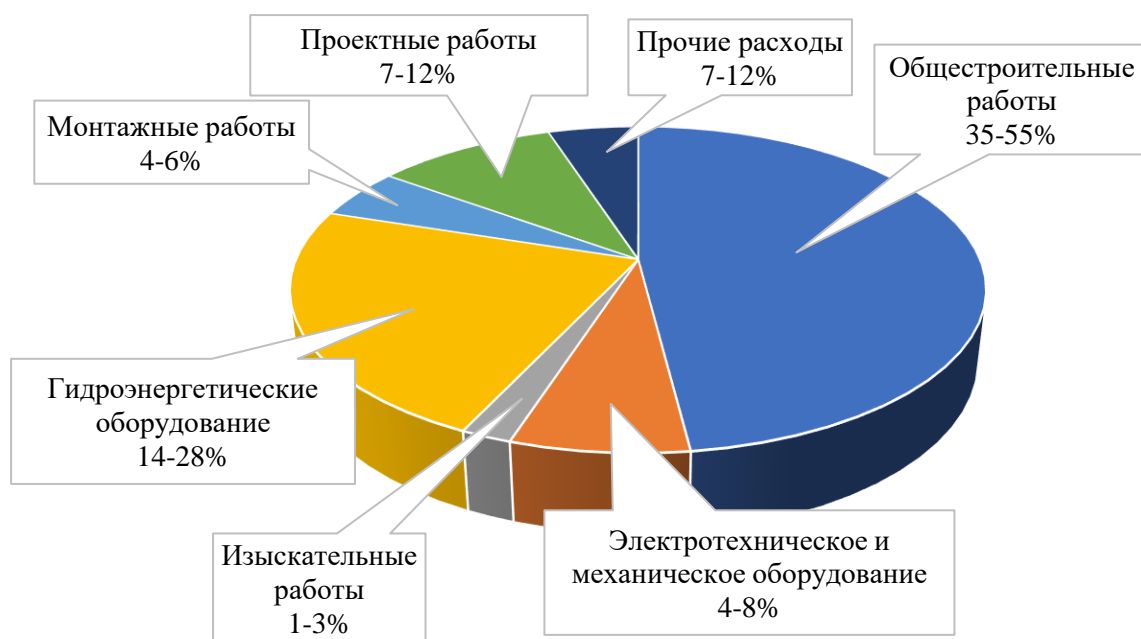


Рисунок 10.2 – Распределение затрат при строительстве малой ГЭС

При разработке проектной документации делается заключение о значении проектируемой МГЭС для местных потребителей в части улучшения условий энергоснабжения, повышения надежности (энергетической безопасности), снижения дефицита энергобаланса.

Для МГЭС в изолированной энергосистеме приводятся данные об основных потребителях и о параллельно работающих генерирующих энергоустановках. Даются сведения о современном топливно-энергетическом балансе, задачах, стоящих перед энергетикой в связи с его ростом или оптимизацией за счет сокращения топливной составляющей.

Для надежного энергоснабжения потребителей рассматривается параллельная работа проектируемой МГЭС с дизельными или тепловыми электростанциями.

Для формирования условий покрытия нагрузки, определения роли и значения проектируемой МГЭС используются:

- годовые графики максимальной нагрузки рассматриваемой изолированной энергосистемы;
- значения резервной мощности, ремонтного, аварийного и нагрузочного резерва энергосистемы.

В заключение раздела формулируется основная цель создания МГЭС.

Стоимость разработки проектной и рабочей документации для малых ГЭС составляет примерно 60% и 40% соответственно.

10.6 Актуальность малых ГЭС

К малым ГЭС растет интерес не только в мире, но и в России. На это существуют собственные предпосылки для развития МГЭС:

- использование в качестве основного источника электроэнергии дорогостоящих энергоносителей. Широко развита система тепловых электростанций (ТЭС) в крупных населенных пунктах, которые работают на фоссильном топливе - мазуте, угле, природном газе, дизельном топливе;
- проблемы с логистикой и бесперебойным снабжением топливными ресурсами децентрализованных жилых районов;
- крупные затраты на эксплуатацию линий электропередачи (ЛЭП) 10-35 кВ при энергоснабжении удаленных потребителей электроэнергии;
- вынужденное строительство длинных сетей распределения для питания неурбанизированных районов, что приводит к энергопотерям и снижению качества потребляемой электроэнергии.

Использование энергии небольших водотоков с помощью МГЭС – не только наиболее эффективное направление альтернативной энергетики, но и один из инструментов решения сложившихся проблем.

Развитие малой гидроэнергетики в регионах обеспечивает:

- создание собственных региональных генерирующих мощностей и снижение дефицита электроэнергии в регионе;
- надежное электроснабжение качественной электроэнергией населенных пунктов в удаленных районах и на конечных участках магистральных линий электропередачи;
- достижение экономической и социальной стабильности в населенных пунктах, которые до настоящего времени не подключены к единой энергетической системе;
- уменьшение использования ископаемых видов топлива для выработки электроэнергии и отопления;
- снижение дотационности регионов, связанной с закупкой и завозом топлива в труднодоступные районы.

Одним из главных преимуществ малых гидроэлектростанций эксперты называют общественное отношение к подобным проектам. Такие станции наносят окружающей среде гораздо меньше вреда, чем крупные ГЭС. Среди других преимуществ выделяется также благоприятное влияние МГЭС на региональное развитие и стимулирование бизнеса за счет рынка малой гидроэнергетики.

Можно также отметить, что в России наблюдается развитие и тенденция внедрения искусственного интеллекта повсеместно. При особенности малых ГЭС ввиду отсутствия дежурного оперативного персонала на станции, внедрение

искусственного интеллекта может рассматриваться как выгодная инвестиция при строительстве или реконструкции МГЭС.

В настоящее время действующие на территории России малые ГЭС обеспечивают около 2,2 млрд. кВт·ч/год, а их технический потенциал оценивается в 357,1 млрд. кВт·ч/год.

На данный момент в России насчитывается МГЭС суммарной установленной мощностью:

- 59,46 МВт в Карачаево-Черкесской республике;
- 50,21 МВт в Республике Дагестан;
- 47,11 МВт в Камчатском крае.
- 36,2 МВт в Республике Северная Осетия;
- 15,5 МВт в Кабардино-Балкарской республике;
- 13,1 МВт в Республике Карелия;
- 5,25 МВт в Ставропольском крае.

Неиспользуемые возможности водных ресурсов приведены в таблице 10.1.

Таблица 10.1 – Потенциал МГЭС в России (млрд. кВт·ч/год)

Федеральный округ	Теоретический потенциал	Технический потенциал
Северо-Западный	48,6	15,1
Центральный	7,6	2,9
Приволжский	35	11,4
Южный	50,1	15,5
Уральский	42,6	13,2
Сибирский	469,7	153
Дальневосточный	452	146
Итого по России	1105,6	357,1

Теоретический потенциал выражается в возможностях речных потоков России и составляет на порядок большее значение.

Технический потенциал – совокупность технических ресурсов и технологических возможностей.

Рассмотрим использование малых ГЭС на примере Республики Тыва.

В труднодоступных поселениях Тывы, недоступных для подключения к единой энергосистеме ОЭС Сибири, электроэнергию вырабатывают с помощью дизельных генераторов. Например, на обеспечение топливом Монгун-Тайгинского, Тоджинского и Тере-Хольского района, а также части Пий-Хемского и Каа-Хемского района из бюджета республики уходит около 500 млн рублей в год.

По результатам сбора информации была составлена таблица обзора изолированных районов республики Тыва.

Таблица 10.2 – Анализ изолированных энергорайонов в Тыве

Район	Населенный пункт	Установленная мощность ДЭС, кВт	Выработка э/энергии, кВт·ч	Отпуск э/энергии потребителям, кВт·ч	Экономически обоснованный тариф, руб./кВт·ч
Пий-Хемский	Хут	100	170 000	125 000	70,30
	Севи	60	25 000	14 000	70,30
Тоджинский	Сыстыг-Хем	90	103 000	67 000	21,10
	Ырбан	515	825 000	553 000	21,10
	Тоора-Хем	2 600	6 170 000	4 600 000	21,10
	Хамсара	30	73 000	48 000	21,10
Каа-Хемский	Усть-Ужеп	100	151 000	115 000	71,26
	Катазы	30	29 700	18 000	71,26
Тере-Хольский	Кунгуртуг	400	860 700	592 000	26,44
	Тал	50	55 800	34 000	26,44
Эрзинский	Качык	30	154 000	91 000	95,89
Монгун-Тайгинский	Тоолайлыг	50	56 500	35 400	26,44
	Мугур-Аксы	945	3 200 000	2 200 000	26,44
	Кызыл-Хая	200	614 000	409 000	26,44

В таблице 10.2 указаны мощности дизельных станций, установленных в изолированных энергорайонах республики.

Исходя из вышеизложенного, было решено смоделировать энергосистему для изолированных энергорайонов Тывы. С помощью наиболее эффективного программного комплекса для проектирования микроэнергетических систем Homer Pro, разработанного компанией HOMER Energy.

График выработки МГЭС не имеет резких изменений и в некоторых случаях ГЭС может являться надежным основным источником питания. Однако, в зимний период потребуется резервирование МГЭС. В качестве резерва может использоваться как ДЭС, так и малая ТЭС на местных углях.

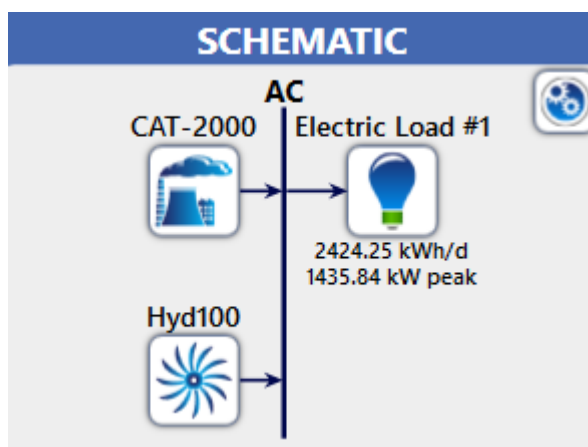


Рисунок 10.4 – Схема модели мини-энергосистемы

Для модели был использован график потребления электроэнергии Тывы, представленный на рисунке 10.5, а также гидрограф реки Малый Енисей, представленный на рисунке 10.6.

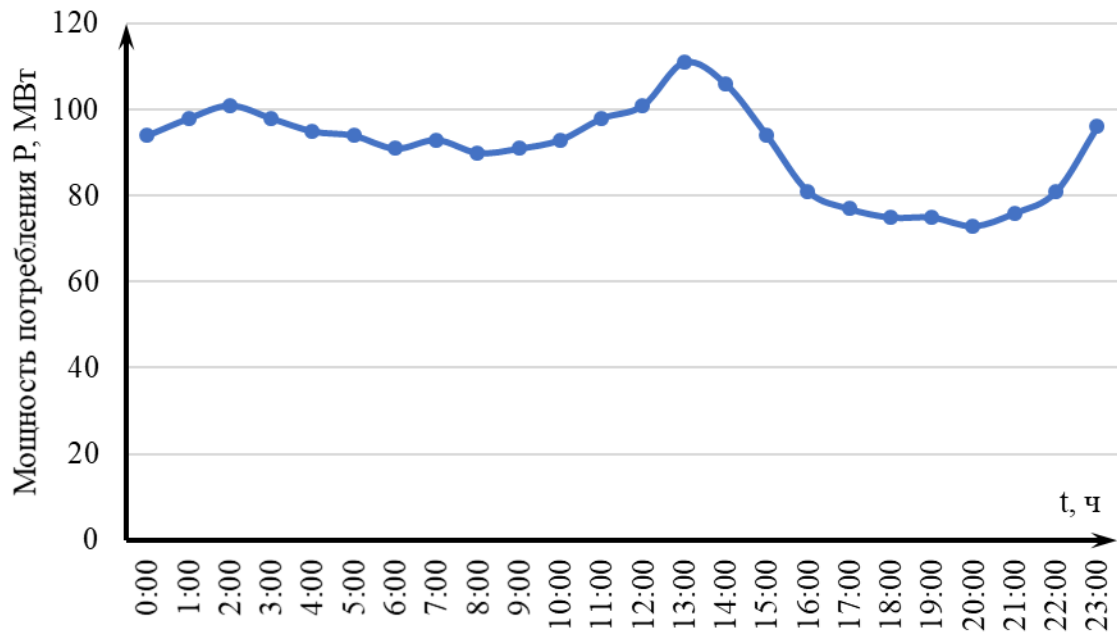


Рисунок 10.5 – Суточный график потребления электроэнергии республики Тыва

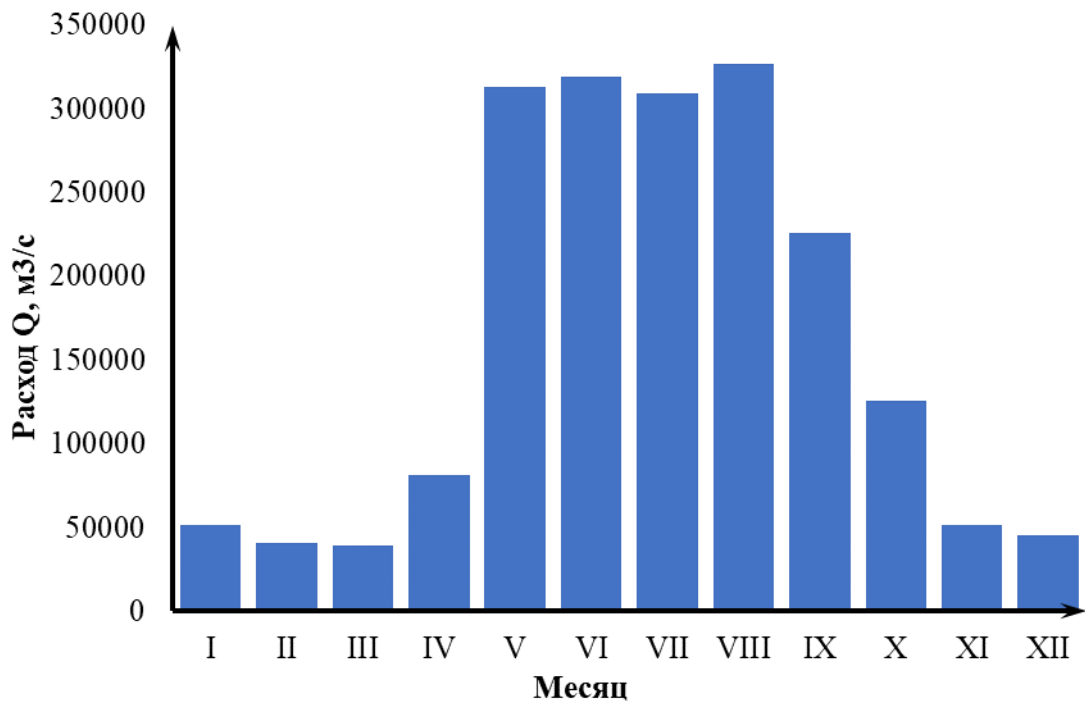


Рисунок 10.6 – Гидрограф реки Малый Енисей

А также были введены характеристики дизельных генераторов, производящих электроэнергию в республике Тыва на данный момент. Данные приведены в таблице 10.3.

Таблица 10.3 – Данные дизель-генераторов

Модель	Мощность	Напряжение	Ном. частота	cos φ	Расход топлива при 100% нагрузке	Рабочий ресурс	
CAT 3516B	1600 кВт	2000 кВА	380/220 В	50 Гц	0,8	406,5 л/ч	100 000 ч

Стоимость капитальных затрат составляет 0 руб., так как предполагается наличие дизельной станции. Стоимость замены генератора в проекте составляет 45,0 млн. руб. Стоимость эксплуатации для генератора составляют затраты на почасовое обслуживание – 100,00 руб/час на замену масла, охлаждающей жидкости, топливных и масляных фильтров. Цена за дизельное топливо составит 70 руб./л.

Введенные данные о малой гидроэлектростанции:
Капитальные вложения, рассчитанные по формуле

$$C = N \cdot Ц = 2000 \cdot 120\,000 = 240\,000\,000 \text{ руб.}, \quad (10.1)$$

где N – установленная мощность МГЭС, кВт;

Ц – базовая стоимость 1 кВт установленной мощности, руб.

Амортизационные отчисления составляют 40,0 млн.руб.

Ежегодные затраты на эксплуатацию МГЭС – 5,0 млн.руб./год.

Ожидается, что гидроэлектростанция прослужит не менее 25 лет.

Таблица 10.4 – Укрупненные расчетные значения малой ГЭС

Напор	Расчетный расход	Номинальная мощность	КПД	Срок эксплуатации
8 м	32,124 м ³ /с	2 142 кВт	85%	25 лет

После проведения расчета, программой смоделирована оптимизированная схема электроснабжения на базе выработки электроэнергии спроектированной малой ГЭС и существующими дизельными генераторами.

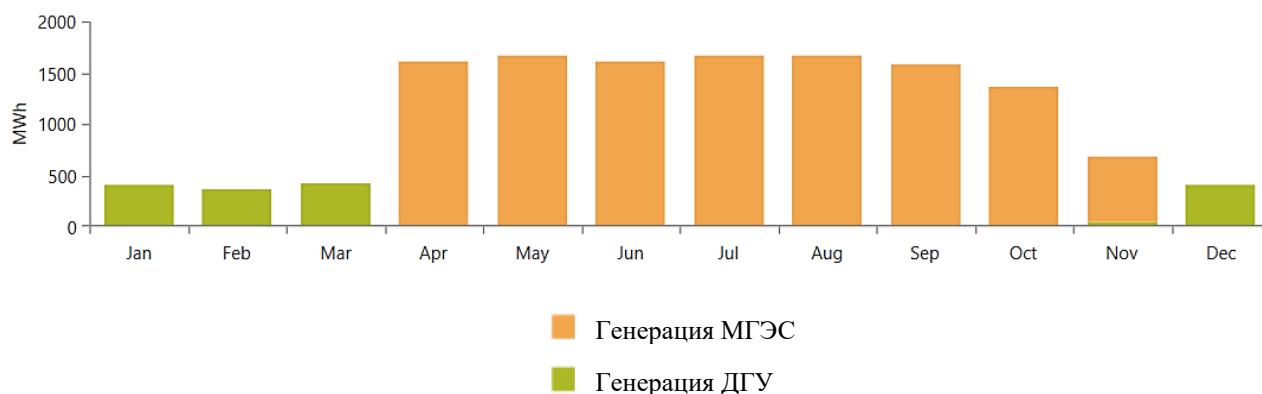


Рисунок 10.7 – Объемы генерации электроэнергии по месяцам

Рациональность использования водных ресурсов объясняется загрузкой малой ГЭС летом в период половодья, а использование топлива зимой, когда река может замерзнуть. Как видно из рисунка 10.6, дизель-генератор будет работать всего 4 месяца в году, что можно также рассматривать как положительный фактор внедрения использования возобновляемых источников для генерации энергии в Тыве. Водные ресурсы республики позволяют уменьшить траты на топливо, а также отрицательное влияние на окружающую среду.

Рассмотрим более подробное представление генерации, посчитанное программой.

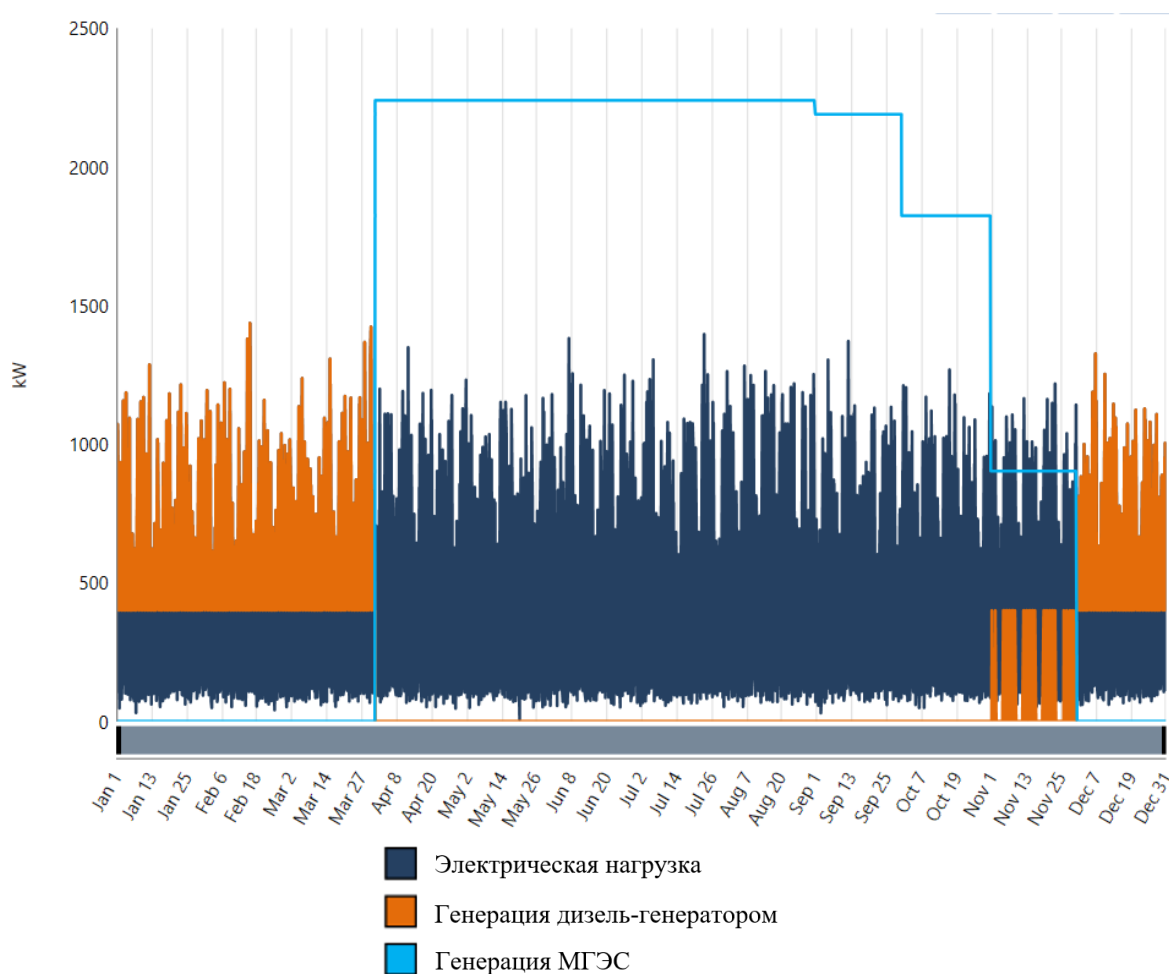


Рисунок 10.8 – Укрупненный график генерации и потребления

График генерации, изображенный на рисунке 10.8, показывает наиболее эффективное и выгодное покрытие графика потребления электроэнергии в децентрализованных районах республики Тыва.

Расчет экономического обоснования также был выполнен с помощью программы HOMER Pro. Результаты расчета приведены в таблице 10.5.

Таблица 10.5 – Полученные показатели экономической эффективности

Показатель	Ед.изм.	Значение
Капиталовложения	млн.руб.	444,8
Чистый дисконтированный доход	млн.руб.	662,7
Внутренняя норма рентабельности	%	24,5
Дисконтированный срок окупаемости	лет	5,08

Предварительная оценка инвестиционного проекта показала, что он является экономически эффективным. Показатели экономической эффективности удовлетворяют критериям принятия инвестиционного проекта: $NPV > 0$, стоимость электроэнергии 16,01 руб./кВт·ч, что является приемлемым по сравнению с экономически обоснованными тарифами на электроэнергию в других изолированных от ЕЭС России населенных пунктах Тывы (26,44–71,26 руб./кВт·ч).[58]

Для получения конкретных технических и экономических параметров применения малых ГЭС необходимо выполнить полноценное технико-экономическое обоснование по каждому изолированному от ЕЭС населенному пункту Тывы.

В рамках проведения полноценного технико-экономического обоснования стоит рассматривать комбинирование мощности МГЭС с другими видами генерации, например, ТЭС на местных видах топлива или электростанции на ВИЭ, такие как ветряные и солнечные электростанции.

10.7 Вывод об использовании малой гидроэнергетики

Малые ГЭС играют большую роль в энергоснабжении отдаленных районов, являющихся энергодефицитными и занимающих до 40% территории России.

Природные условия, характерные для Сибири, могут обеспечить выработку электроэнергии на малых ГЭС, полностью удовлетворяющую потребности районов, экономика которых ориентирована на сельхозпроизводство. Строительство малых ГЭС позволит также эффективно использовать водные ресурсы рек в целях водоснабжения, рыболовства, транспорта и прочего.

Можно выделить несколько проблем, существующих в России, которые препятствуют масштабному внедрению МГЭС в энергетику страны.

- Во-первых, недооценена роль МГЭС в экономическом развитии регионов:
- для сельского хозяйства и промышленности МГЭС – это потенциальный резервный запас пресной воды, который можно направить на нужды отраслей промышленности;
 - занятость и развитие цепочки поставок услуг и продуктов, включая местных поставщиков и специалистов строительно-монтажных работ;
 - дополнительные рабочие места;

- туристический интерес к малым ГЭС, как дополнительный источник дохода региона.

Во-вторых, не рассматриваются дополнительные возможности МГЭС – кроме своей основной функции, МГЭС можно использовать для защиты от наводнений.

В-третьих, требуется совершенствование нормативных баз и законодательства для строительства малых гидроэлектростанций. Мощность малых ГЭС оплачивается меньше, чем проекты солнечной и ветровой генерации. Необходимо пересмотреть роль МГЭС в энергосистеме.

В качестве основных факторов ускорения развития малой гидроэнергетики в России можно назвать:

- аварии, участившиеся в энергосистеме страны (гидроагрегаты могут быть источниками автономного питания);
- требования экологичности вырабатываемой энергии, которые стали особенно актуальными в связи с введением в действие Киотского протокола.

Кроме того, с недавнего времени в России действует государственная ДПМ ВИЭ-программа, направленная на стимулирование развития ВИЭ-генерации. Программа изначально рассчитывалась до 2022 года, но была продлена до 2035 года.

Одной из стратегических целей Группы РусГидро является устойчивое развитие производства электроэнергии на территории Российской Федерации с фокусом на чистую энергию. Группа РусГидро увеличивает объемы производства электроэнергии за счет гидрогенерации, включая малые ГЭС, и иных ВИЭ как низкоуглеродных видов генерации и тепловой генерации при минимизации эмиссий CO₂, в том числе за счет повышения эффективности реализации производственных программ и реализации инвестиционных проектов с учетом их социально-экономического эффекта. Планируемый ввод установленной мощности малых ГЭС к 2028 году составляет 179,2 МВт. [59]

ПАО «РусГидро» после изучения гидропотенциала малых рек определила шесть наиболее перспективных регионов Сибирского Федерального Округа с точки зрения развития малой гидроэнергетики, которая относится к ВИЭ. Это Республика Алтай, Республика Бурятия, Алтайский край, Иркутская область, Забайкальский край и Кемеровская область. Сейчас ведется сбор и анализ данных по потенциальным площадкам строительства малых ГЭС в данных регионах. В каждом из них разные стартовые условия для начала реализации пилотных проектов. Таких проектов «сибирском» портфеле сейчас насчитывается 56, их совокупная установленная мощность оценивается в 220 МВт.

По подсчетам специалистов компании АО «МНТО ИНСЭТ» в среднем стоимость строительства МГЭС составляет от 50 до 90 тыс. руб. за кВт установленной мощности.

Кроме того, специалистами компании разработаны концепции развития и схемы размещения объектов малой гидроэнергетики четырех регионов России: Республика Алтай – 35 гидроузлов на 105 МВт; Республика Тыва – 18 МГЭС на 20 МВт; Прибайкальская зона Бурятии – 13 гидроузлов мощностью 35 МВт; Северная Осетия – МГЭС суммарной мощностью 220 МВт.

Рентабельность малых ГЭС обеспечивается упрощением схемы их управления (например, за счет балластной нагрузки) и работы без обслуживающего персонала. Эффективность МГЭС может быть повышена также за счет многоцелевого использования ее сооружений, а также при выдаче мощности в местную сеть (без длинных ЛЭП).

Таким образом, в первую очередь для рассмотрения ввода в эксплуатацию должны приниматься существующие незадействованные сооружения гидроузлов. По предварительным оценкам, 58% средних и 90% небольших водохранилищ страны (это 20 и 1 млн. м³ соответственно) не используются для выработки электроэнергии.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В бакалаврской работе представлен расчет параметров Абинского гидроузла на реке Чарыш. Максимальная высота сооружения 42 метра, ширина по гребню 512,44 метра. Класс безопасности гидротехнического сооружения II.

Максимальный расчетный расход вод в реке Чарыш для основного расчетного случая с вероятностью превышения 1% составляет 326 м³/с. Для поверочного случая вероятностью 0,1% составляет 259,24 м³/с. Расчетные расходы определены гидрологическими расходами.

В ходе водно-энергетических расчетов была определена установленная мощность проектируемой станции, которая равна 66 МВт, намечена зона работы в суточных графиках нагрузки для каждого месяца года. Проектируемая станция, как свойственно гидростанциям, покрывает пиковую часть графика нагрузки, но в отдельные месяцы выходит и в базу. По результатам сработки-наполнения водохранилища был определен уровень мертвого объема водохранилища Абинской ГЭС, отметка составила 521,29 м над уровнем Балтийского моря. Среднегодовая выработка электроэнергии рассчитана 156,8 млн. кВт·ч.

Далее была выявлена область допустимой работы гидроэлектростанции, исходя из которой были определены характерные напоры:

- максимальный – 37,1 м;
- расчетный – 29,3 м;
- минимальный – 25,25 м.

Из полученного диапазона изменения напора по справочным материалам были подобраны возможные типы гидротурбин. После сравнения рабочих зон турбин, принята к установке гидротурбина ПЛ40а-В-425 при числе агрегатов равном 2.

Произведен расчет основных размеров генератора типа СВ-601/80-36 с номинальной мощностью 33 МВА и синхронной частотой вращения 166,7 об/мин.

На следующем этапе была выбрана структурная схема проектируемой ГЭС с одиночными блоками и принята схема распределительного устройства на 5 присоединений (2 одиночных блока, 3 отходящие воздушные линии) с одной рабочей, секционированной системой шин. По справочным данным и каталогам было выбрано высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТД-63000/110-У1, трансформаторы собственных нужд ТСЗН-1600/10/6,3, для ВЛ – сталеалюминовые провода марки АС-70/11.

Далее был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ. Рассчитаны уставки основных микропроцессорных защит блока генератор-трансформатор.

На следующем этапе определены состав, тип и компоновка основных сооружений. В состав гидроузла входят следующие подпорные сооружения:

- левобережная каменно-земляная плотина с ядром длиной 214 м;
- станционная бетонная плотина длиной 42 м;
- глухая бетонная плотина длиной 10 м;

- водосбросная бетонная плотина длиной 44 м.
- правобережная каменно-земляная плотина с ядром 199 м.

Водосливная бетонная плотина состоит из поверхностного водослива и глубинного водосброса. Ширина водосливно-го фронта 16 м, количество пролетов 2. Глубинный водовыпуск состоит из двух отверстий круглого сечения.

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные смотровые галереи для контроля состояния бетона, размещения КИА и коммуникаций. Дренажная и цементационная галереи, расположенные на отметке 489,62 м и 488,12 м соответственно, предназначены для ремонта и осмотра дренажных и цементационных скважин. Смотровая галерея расположена на отметке 510,19 м.

Для снятия противодавления на подошву плотины предусмотрена вертикальная цементационная завеса глубиной 19 м и вертикальный дренаж глубиной 9 м. Расстояние между скважин в ряду 3 м.

Для гашения кинетической энергии водного потока, пропускаемого через водосливную плотину, запроектирована водобойная стенка высотой 5 м. Произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном и особом сочетаниях нагрузок и воздействий по I группе предельных состояний.

Выполненные в рамках настоящей работы статические расчеты подтверждают надежность запроектированной бетонной плотины.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия по охране окружающей среды, охране труда и пожарной безопасности.

По результатам технико-экономического расчета проект экономически оправдан. Он окупится еще до его окончания, так как срок проекта составляет 300 месяцев (25 лет), а период окупаемости – 123 месяца (10,25 лет).

Себестоимость электроэнергии составляет 0,20 руб/кВт·ч. Удельные капиталовложения 100700,15 руб/кВт.

Анализ чувствительности проекта показал, что критическим фактором рассматриваемого инвестиционного проекта является цена сбыта электроэнергии.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Затеева, Е. Ю. Использование водной энергии. Выбор параметров ГЭС годичного регулирования: учебно-методическое пособие / Е. Ю. Затеева, А. А. Дворцова. – Саяногорск; Черемушки: Саяно-Шушенский филиал СФУ, 2019. – 68 с.: ил.
2. Использование водной энергии. Часть 1. Водно – энергетические расчеты режимов ГЭС / Ю.А. Секретарев, А. А. Жданович, Е.Ю. Затеева, С.В. Митрофанов. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2014. –106 с.
3. Александровский, А. Ю. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затеева, Б.И. Силаев; Красноярский государственный технический университет, Саяно-Шушенский филиал. – Саяногорск: СШФ КГТУ, 2005. – 174 с.
4. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: [справочное пособие]. В 2 томах. Т. 1. Основное оборудование гидроэлектростанций / Ю.С. Василев, Д.С. Щавелев [и др.] ;. – М.: Энергоатомиздат, 1988 – 400 с.
5. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: [справочное пособие]. В 2 томах. Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций / Ю.С. Василев, Д.С. Щавелев [и др.] ;. – М.: Энергоатомиздат, 1990 – 336 с.
6. Неклепаев Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков – Изд. 4-е, перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
7. ОСТ 108.023.105-84. Турбины гидравлические вертикальные поворотно-лопастные осевые. Конструктивные схемы : введен впервые : дата введения 1985-07-01 // Система нормативных документов «МЕГАНОРМ». – URL: <https://meganorm.ru/Data2/1/4293806/4293806969.pdf> (дата обращения: 03.03.2022).
8. СТО РусГидро 01.01.78-2012. Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования : введен впервые : дата введения 2012-07-30. – Москва, ОАО «РусГидро» 2012. – 290 с.
9. СТО 172302282.27.140.022-2008: Здания ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования : введен впервые : дата введения 2008-06-30. – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 44 с.
10. Брызгалов, В.И. Гидроэлектростанции: Учебное пособие / В.И. Брызгалов, Л.А. Гордон. – Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2002. – 541 с.
11. Новоженин, В.Д. Гидроэлектростанции России: Справочное пособие / В.Д. Новоженин, Е.В. Невский. – Санкт-Петербург: Типография АО «Институт Гидропроект», 1998. – 467с.

12. СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования : введен впервые : дата введения 2008-07-30. – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.
13. СТО 172302282.27.140.022-2008: Здания ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования : введен впервые : дата введения 2008-06-30. – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 44 с.
14. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта : введен впервые : дата введения 2007-12-06 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 - 20 с.
15. СТО РусГидро 01.01.78-2012. Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования : введен впервые : дата введения 2012-07-30. – Москва, ОАО «РусГидро» 2012. – 290 с.
16. Куценов, Д. А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование: учебное пособие / Д. А. Куценов, И. Ю. Погоняйченко. – 3-е изд. испр. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2018. – 232 с.
17. Каталог «Трансформаторы силовые» // ООО Тольяттинский трансформатор : [сайт]. – URL: <http://www.transformator.com.ru> (дата обращения: 02.10.2022).
18. Каталог «Трансформаторы сухие» // ООО «Ру-Трансформатор» : [сайт]. – URL: <http://transform74.ru/> (дата обращения: 02.10.2022).
19. Catalog NA 25.71. Edition 2019: Air-Insulated Medium-Voltage Switchgear NXAIR and NXAIR M. Medium-Voltage Switchgear // ОАО «Сименс» : [сайт]. – URL: <https://assets.new.siemens.com> (дата обращения: 12.10.2022).
20. Каталог «Разъединители» // ЗАО «ЗЭТО» : [сайт]. – URL: <http://www.zeto.ru/>(дата обращения: 18.10.2022).
21. Каталог «Трансформаторы тока и напряжения» // ОАО «Свердловский завод» : [сайт]. – URL: <http://www.cztt.ru/main.html> (дата обращения: 30.10.2022).
22. Каталог «Измерительные трансформаторы» // ОАО «Электроцит ТМ Самара» : [сайт]. – URL: <https://www.electroshield.ru/catalog/> (дата обращения: 30.10.2022)
23. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» // ЗАО «ЗЭТО» : [сайт]. – URL: <http://www.zeto.ru/> (дата обращения: 07.11.2022).
24. ГОСТ Р 57114-2016 Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно – технологическое управление : введен впервые : дата введения 01.03.2017 – Москва: ОАО «СО ЕЭС», 2017 – 36 с.
25. ГОСТ Р 56302-2014 Оперативно-диспетчерское управление диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики : введен впервые : дата введения 01.09.2015 – Москва: ОАО «СО ЕЭС», 2016 – 25 с.

26. СТО 56947007-29.240.10.249-2017 Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций : введен впервые : дата введения 28.09.2017 – Москва: ПАО «ФСК ЕЭС», 2017 – 20 с.
27. Каталог продукции АО «Силовые машины» 2020 // АО «Силовые машины» : [сайт]. – URL: <http://www.power-m.ru/> (дата обращения: 10.03.2023).
28. Чернобровов, Н.В. Релейная защита: учебное пособие для техникумов / Н.В. Чернобровов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергия, 1971. – 680 с.
29. ТО ЭКРА.656116.360 – 2018 Цифровые защиты генераторов, трансформаторов и блоков генератор-трансформатор электростанций. Техническое описание. Часть 1 – 311 с.
30. Коган, Ф.Л. Пособие для изучения Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей / Ф.Л. Коган. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2000. - 356 с.
31. Неклепаев Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков – Изд. 4-е, перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
32. Правила устройства электроустановок. 6-е и 7-е издания : национальный стандарт Российской Федерации : издание официальное : утвержден и введен в действие Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 09 апреля 2003 г. №150 : дата введения / разработан АО «ВНИИЭ». – Москва : Эксмо, 2022. – 512 с.
33. Требования к релейной защите и автоматике различных видов и ее функционированию в составе энергосистемы : национальный стандарт Российской Федерации : издание официальное : утвержден и введен в действие Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 10 июля 2020 г. № 546 // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/542672845> (дата обращения: 08.03.2023).
34. Правительство Российской Федерации. Постановление. Об утверждении критериев классификации гидротехнических сооружений: Постановление № 1607 [принято Правительством РФ 5 октября 2020 года]. – Москва : Официальный интернет-портал правовой информации www.pravo.gov.ru, 08.10.2020, N 0001202010080046, 2020. – 8с. (дата обращения 16.09.2022)
35. Российская Федерация. Законы. О безопасности гидротехнических сооружений (с изменениями на 11 июня 2021 года) : Федеральный закон № 117-ФЗ : [принят Государственной думой 23 июля 1997 года]. – Москва : Российская газета, N 144, 1997. – 28 с. – ISBN: 978-5-903086-75-7.
36. Лыбина, Т. А. Гидротехнические сооружения. Проектирование гидротехнических сооружений в составе гидроузла: методические указания по выполнению курсового проекта и выпускной квалификационной работы / Т.А. Лыбина, Н.П. Ульянова, В.Б. Затеев. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2016. – 64 с.

37. СП 38.13330.2018. Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82: дата введения 2019-02-17. – Москва: Стандартинформ, 2019. – 20 с.
38. СП 40.13330.2012. Плотины бетонные и железобетонные. Актуализированная редакция СНиП 2.06.06 – 85.: дата введения 01.01.2013 – М.: Минрегион России, 2012. – 65 с.
39. СП 58.13330.2019. Гидротехнические сооружения. Основные положения.: дата введения 01.01.2013 – М.: Минрегион России, 2012. – 56 с.
40. СП 39.13330.2012 «Плотины из грунтовых материалов». Актуализированная редакция СНиП 2.06.05 - 84. – М.: Минрегион России, 2012.
41. СТО 17330282.27.140.002 – 2008. Гидротехнические сооружения ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования. Введен впервые: дата введения 2008-04-15. – ОАО РАО "ЕЭС России". - М., 2008. – 53 с.
42. Российская федерация. Законы. О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения : Федеральный закон №52-ФЗ :: [принят Государственной Думой 12 марта 1999 года : одобрен Советом Федерации 17 марта 1999 года]. – Москва : Кремль, 1999. – 60 с. – ISBN 978-5-803080-16-9.
43. СТО 70238424.27.140.036 – 2009. Гидроэлектростанции. Водохранилища ГЭС. Основные правила проектирования и строительства. Нормы и требования. Введен впервые: дата введения 2009-12-31. – НП "ИНВЭЛ". - М., 2009. – 39 с.
44. СанПиН 2.1.3684-21. Санитарно-эпидемиологические требования к содержанию территорий городских и сельских поселений, к водным объектам, питьевой воде и питьевому водоснабжению, атмосферному воздуху, почвам, жилым помещениям, эксплуатации производственных, общественных помещений, организации и проведению санитарно-противоэпидемических (профилактических) мероприятий : взамен СанПиН 2.1.3684-21: дата введения : 2022-01-01 // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/573536177> (дата обращения: 12.03.2023)
45. СП 11-108-98. Изыскания источников водоснабжения на базе подземных вод: введен впервые : дата введения 1999-01-01 // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200005202> (дата обращения: 12.03.2023)
46. Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»
47. Налоговый кодекс Российской Федерации (часть вторая) от 5 августа 2000 г. N 117-ФЗ (ред. с изм. на 18 марта 2023) // Собрание Законодательства Российской Федерации. – 2000. - № 32. – Ст. – 3340.
48. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008 г. № 155 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999 г. №24-16-1/20-113.

49. 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.

50. Управление проектами: методические указания по выполнению курсовой работы и экономической части выпускной квалификационной работы / сост. В.В. Лапасова. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный ун-т; Саяно-Шушенский филиал, 2018. – 40 с.

51. Малая энергетика России: Проблемы и перспективы / А.Ф. Дьяков. - М. : Энергопрогресс : Энергетик, 2003 (Тип. изд-ва Фолиум). - 127 с. : ил., табл.; 20 см. - ([Библиотечка электротехника]: Спец. вып. "БЭТ" - прил. к журн. "Энергетик"; Вып. 2-3 (50-51)).; ISBN (В обл.); ISSN 0013-7278

52. СТО РусГидро 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования: введен впервые: дата введения 2012-07-30. – Москва : ПАО «РусГидро», 2012. – 290 с.

53. СТО РусГидро 01.01.136 – 2022. Методика разработки внестадийной предпроектной документации малых ГЭС: введен впервые: дата введения 2022-04-29. – Москва : ПАО «РусГидро», 2022. – 98 с.

54. Научно-технический отчет о НИР «Программа развития малых ГЭС ПАО «РусГидро». А. Д. Созинов, А. Я. Мирзаев, А. П. Ермилов, АО «ВНИИГ им. Веденеева», 2019 г.

55. Малая гидроэнергетика: проблемы, трудности и пути их преодоления / О. Е. Коновалова, Е. А. Иванова // Труды Кольского научного центра РАН. 2013. №2. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/malaya-gidroenergetika-problemytrudnosti-i-puti-ih-preodoleniya> (дата обращения: 21.11.2022).

56. Возможность использования малых ГЭС в ХМАО - Югре и трудности, возникающие при проектировании малых ГЭС в Югре / Е. М. Рассказов // Сборник тезисов VII региональной молодежной конференции им. В. И. Шпильмана "Проблемы рационального природопользования и история геологического поиска в Западной Сибири", Ханты-Мансийск, 2019. – Ханты-Мансийск: Общество с ограниченной ответственностью «Югорский формат», 2019. – С. 271-274. – EDN NSEPBVT.

57. Сайт компании «ИНСЭТ». – URL: <https://www.inset.ru> (дата обращения 27.03.2023).

58. Анализ экономической эффективности применения Мини ГЭС в Тыве (на примере электроснабжения н.п. Ырбан Тоджинского кожууна). «ИНПЭС», Новосибирск, 2020

59. Годовой отчет 2021 ПАО «РусГидро». – URL: <http://www.rushydro.ru/upload/iblock/b16/Godovoj-otchet-2021.pdf> (дата обращения 28.03.2023).

60. Организация Объединенных Наций: официальный сайт. – URL: <http://www.un.org> (дата обращения: 12.02.2023).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Водно-энергетические расчеты

Таблица А.1 – ВЭР режима ГЭС в маловодном году по первому варианту гарантированной мощности

Месяц	Расходы, м³/с											Объемы, км³			Отметки, м				Напор Н, м	Мощность N, МВт	Гарантированная мощность Nгар, МВт	
	Бытовой расход, Qбыт	Шлозование, Qшл	Потери				Полезный бытовой расход, Qпол.б	Расход из водохранилища, Qвдхр	Расход ВХК, Qвхк	Расход через турбины, Qгэс	Расход холостых сбросов, Qх.сб.	Расход нижнего бьефа, Qнб	Объем начальный, Vнач	Приращение объема, ΔV	Объем конечный, Vкон	Верхнего бьефа						Отметка НБ, Zнб
			Фильтрация, Qф	Испарение, Qисп	Льдообразование, Qл	Начальная отметка, Zнач.вб										Конечная отметка, Zкон.вб	Средняя отметка, Zср.вб					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	
сработка-наполнение водохранилища в маловодном году по первому варианту гарантированной мощности																						
Месяц	Qбыт, м³/с	Qшл, м³/с	Qф, м³/с	Qисп, м³/с	Qл, м³/с	Qпол.б, м³/с	Qвдхр, м³/с	Qвхк, м³/с	Qгэс, м³/с	Qх.сб, м³/с	Qнб, м³/с	Vнач, км³	ΔV, км³	Vкон, км³	Zнач.ВБ, м	Zкон.ВБ, м	Zсрч.ВБ, м	ZНБ, м	Nгэс, м	Nгэс, МВт	Nгар, МВт	
X	22	0	0,5	0	0	21,5	8	30	29,5	0	30,0	1,5002	0,021	1,4795	529,00	528,86	528,93	492,00	36,55	10	по ВХК	
XI	20	0	0,5	0	0,1	19,4	37,2	30	56,6	0	57,1	1,4795	0,096	1,3830	528,86	528,22	528,54	493,02	35,13	18	18	
XII	9	0	0,5	0	0,1	8,4	86,2	30	94,6	0	95,1	1,3830	0,223	1,1596	528,22	526,61	527,41	493,99	33,04	28	28	
I	10	0	0,5	0	0,3	9,2	92,5	30	101,7	0	102,2	1,1596	0,240	0,9199	526,61	523,89	525,25	494,14	30,72	28	28	
II	10	0	0,5	0	0,2	9,3	59,3	30	68,6	0	69,1	0,9199	0,154	0,7661	523,89	521,55	522,72	493,36	28,98	18	18	
III	8	0	0,5	0	-0,1	7,6	21,9	30	29,5	0	30,0	0,7661	0,057	0,7094	521,55	520,63	521,09	492,00	28,70	7	по ВХК	
IV	53	0	0,5	0,53	-0,2	52,2	-22,7	30	29,5	0	30,0	0,7094	-0,059	0,7682	520,63	521,58	521,10	492,00	28,72	7	по ВХК	
V	207	0	0,5	2,07	-0,3	204,8	-175,2	30	29,6	0	30,0	0,7682	-0,454	1,2223	521,58	527,12	524,35	492,00	31,97	8	по ВХК	
VI	70	0	0,5	0,7	-0,1	68,9	-39,4	30	29,5	0	30,0	1,2223	-0,102	1,3245	527,12	527,84	527,48	492,00	35,10	9	по ВХК	
VII	65	0	0,5	0,65	0	63,9	-34,4	30	29,5	0	30,0	1,3245	-0,089	1,4136	527,84	528,42	528,13	492,00	35,75	9	по ВХК	
VIII	43	0	0,5	0,43	0	42,1	-12,6	30	29,5	0	30,0	1,4136	-0,033	1,4463	528,42	528,63	528,53	492,00	36,14	9	по ВХК	
IX	35	0	0,5	0	0	34,5	-5	30	29,5	0	30,0	1,4463	-0,013	1,4592	528,63	528,72	528,68	492,00	36,30	9	по ВХК	
						сумма	15,800					сумма	0,041									

Продолжение приложения А

Таблица А.2 – ВЭР режима ГЭС в маловодном году с окончательным вариантом гарантированной мощности

Месяц	Расходы, м³/с											Объемы, км³			Отметки, м				Напор Н, м	Мощность N, МВт	Гарантированная мощность Nгар, МВт	
	Бытовой расход, Qбыт	Потери					Полезный бытовой расход, Qпол.б	Расход из водохранилища, Qвдхр	Расход ВХК, Qвхк	Расход через турбины, Qгэс	Расход холостых сбросов, Qх.сб.	Расход нижнего бьефа, Qнб	Объем начальный, Vнач	Приращение объема, ΔV	Объем конечный, Vкон	Верхнего бьефа						Отметка НБ, Zнб
		Шлозование, Qшл	Фильтрация, Qф	Испарение, Qисп	Льдообразование, Qл	Начальная отметка, Zнач.вб										Конечная отметка, Zкон.вб	Средняя отметка, Zср.вб					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	
сработка-наполнение водохранилища в маловодном году по первому варианту гарантированной мощности																						
Месяц	Qбыт, м³/с	Qшл, м³/с	Qф, м³/с	Qисп, м³/с	Qл, м³/с	Qпол.быт, м³/с	Qвдхр, м³/с	Qвхк, м³/с	Qгэс, м³/с	Qх.сб, м³/с	Qнб, м³/с	Vнач, км³	ΔV, км³	Vкон, км³	Zнач.ВБ, м	Zкон.ВБ, м	Zсрч.ВБ, м	ZНБ, м	Nгэс, м	Nгэс, МВт	Nгар, МВт	
X	22	0	0,5	0	0	21,5	8,0	30	29,5	0	30,0	1,5002	0,021	1,4795	529,00	528,86	528,93	492,00	36,55	10	по ВХК	
XI	20	0	0,5	0	0,1	19,4	34,300	30	53,7	0	54,2	1,4795	0,089	1,3906	528,86	528,27	528,56	492,94	35,24	17	17	
XII	9	0	0,5	0	0,1	8,4	82,600	30	91,0	0	91,5	1,3906	0,214	1,1765	528,27	526,76	527,51	493,91	33,22	27	27	
I	10	0	0,5	0	0,3	9,2	88,000	30	97,2	0	97,7	1,1765	0,228	0,9484	526,76	524,28	525,52	494,05	31,09	27	27	
II	10	0	0,5	0	0,2	9,3	54,500	30	63,8	0	64,3	0,9484	0,141	0,8071	524,28	522,20	523,24	493,23	29,63	17	17	
III	8	0	0,5	0	-0,1	7,6	21,9	30	29,5	0	30,0	0,8071	0,057	0,7503	522,20	521,29	521,74	492,00	29,36	8	по ВХК	
IV	53	0	0,5	0,53	-0,2	52,2	-22,7	30	29,5	0	30,0	0,7503	-0,059	0,8092	521,29	522,23	521,76	492,00	29,38	8	по ВХК	
V	207	0	0,5	2,07	-0,3	204,8	-175,2	30	29,6	0	30,0	0,8092	-0,454	1,2633	522,23	527,42	524,82	492,00	32,44	8	по ВХК	
VI	70	0	0,5	0,7	-0,1	68,9	-39,4	30	29,5	0	30,0	1,2633	-0,102	1,3654	527,42	528,10	527,76	492,00	35,38	9	по ВХК	
VII	65	0	0,5	0,65	0	63,9	-34,4	30	29,5	0	30,0	1,3654	-0,089	1,4546	528,10	528,69	528,40	492,00	36,02	9	по ВХК	
VIII	43	0	0,5	0,43	0	42,1	-12,6	30	29,5	0	30,0	1,4546	-0,033	1,4872	528,69	528,91	528,80	492,00	36,42	9	по ВХК	
IX	35	0	0,5	0	0	34,5	-5	30	29,5	0	30,0	1,4872	-0,013	1,5002	528,91	529,00	528,96	492,00	36,57	10	по ВХК	
						сумма	0,00					сумма	0,00									

Продолжение приложения А

Таблица А.3 – Расчет мощностей существующих станций, резервов и ремонтов

Месяцы	Энергосистема, МВт			Существующие ГЭС, МВт			Проектируемая ГЭС, МВт			Существующие ТЭС, МВт			
	$P_{\text{max}}^{\text{ЭС}}$	$P_{\text{авар}}^{\text{ЭС}}$	$P_{\text{нагр}}^{\text{ЭС}}$	$N_{\text{раб}}^{\text{сущ.ГЭС}}$	$P_{\text{нагр}}^{\text{сущ.ГЭС}}$	$P_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}}$	$N_{\text{раб}}$	$P_{\text{нагр}}^{\text{пр. ГЭС}}$	$P_{\text{рем}}^{\text{пр. ГЭС}}$	$N_{\text{раб}}^{\text{ТЭС}}$	$P_{\text{нагр}}^{\text{ТЭС}}$	$P_{\text{нагр}}^{\text{сущ.ТЭС}}$	$P_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}}$
I	348	35	10	77	5	0	53	3	0	218	2	35	0
II	330	33	10	62	4	0	50	3	0	218	3	33	0
III	298	30	9	44	3	0	39	3	0	215	3	30	0
IV	262	26	8	37	4	0	24	3	0	201	1	26	0
V	231	23	7	33	3	0	23	2	0	175	1	23	0
VI	213	21	6	31	3	0	22	2	0	160	1	21	18
VII	213	21	6	31	3	0	22	2	0	160	1	21	18
VIII	231	23	7	32	3	0	24	2	0	175	2	23	0
IX	262	26	8	37	4	13	26	3	9	199	2	26	0
X	298	30	9	42	3	0	41	3	0	215	3	30	0
XI	330	33	10	62	4	0	50	3	0	218	3	33	0
XII	348	35	10	77	5	0	53	3	0	218	2	35	0

Окончание приложения А

Таблица А.4 – Работа ГЭС по режиму сработки расчетного среднегодового года

Месяц	Расходы, м³/с											Объемы, км³			Отметки, м				Напор Н, м	Мощность N, МВт	Гарантированная мощность Nгар, МВт
	Бытовой расход, Qбыт	Шлюзование, Qшл	Потери			Полезный бытовой расход, Qпол.б	Расход из водохранилища, Qвдхр	Расход ВХК, Qвхк	Расход через турбины, Qтэс	Расход холостых сбросов, Qх.сб.	Расход нижнего бьефа, Qнб	Объем начальный, Vнач	Приращение объема, ΔV	Объем конечный, Vкон	Верхнего бьефа			Отметка НБ, Zнб			
			Фильтрация, Qф	Испарение, Qисп	Льдообразование, Qл										Начальная отметка, Zнач.вб	Конечная отметка, Zкон.вб	Средняя отметка, Zср.вб				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
сработка-наполнение водохранилища в маловодном году по первому варианту гарантированной мощности																					
Месяц	Qбыт, м³/с	Qшл, м³/с	Qф, м³/с	Qисп, м³/с	Qл, м³/с	Qпол.быт, м³/с	Qвдхр, м³/с	Qвхк, м³/с	Qтэс, м³/с	Qх.сб, м³/с	Qнб, м³/с	Vнач, км³	ΔV, км³	Vкон, км³	Zнач.ВБ, м	Zкон.ВБ, м	Zсрч.ВБ, м	ZНБ, м	Нгэс, м	Нгэс, МВт	Нгар, МВт
X	32	0	0,0	0	0	32,0	8,0	30	40,0	0	40,0	1,5002	0,021	1,4795	529,00	528,86	528,93	492,30	36,63	13	по ВХК
XI	26	0	0,0	0	0,1	25,9	28,00	30	53,9	0	53,9	1,4795	0,073	1,4069	528,86	528,37	528,62	492,93	35,69	17	17
XII	14	0	0,0	0	0,1	13,9	78,00	30	91,9	0	91,9	1,4069	0,202	1,2047	528,37	526,98	527,68	493,92	33,76	27	27
I	15	0	0,0	0	0,3	14,7	81,90	30	96,6	0	96,6	1,2047	0,212	0,9924	526,98	524,85	525,92	494,02	31,89	27	27
II	14	0	0,0	0	0,2	13,8	50,00	30	63,8	0	63,8	0,9924	0,130	0,8628	524,85	523,06	523,95	493,21	30,74	17	17
III	14	0	0,0	0	-0,1	14,1	43,3	30	57,4	0	57,4	0,8628	0,112	0,7506	523,06	521,29	522,18	492,78	29,40	15	по ВХК
IV	63	0	0,0	0,63	-0,2	62,6	-50	30	12,6	0	12,6	0,7506	-0,130	0,8802	521,29	523,31	522,30	491,44	30,86	3	по ВХК
V	237	0	0,0	2,37	-0,3	234,9	-200	30	34,9	0	34,9	0,8802	-0,518	1,3986	523,31	528,32	525,82	492,15	33,67	10	по ВХК
VI	111	0	0,0	1,11	-0,1	110,0	-39	30	71,0	0	71,0	1,3986	-0,101	1,4997	528,32	529,00	528,66	493,12	35,54	22	по ВХК
VII	101	0	0,0	1,01	0	100,0	-0,2	30	99,8	0	99,8	1,4997	-0,001	1,5002	529,00	529,00	529,00	493,75	35,25	31	по ВХК
VIII	50	0	0,0	0,5	0	49,5	0	30	49,5	0	49,5	1,5002	0,000	1,5002	529,00	529,00	529,00	492,57	36,43	16	по ВХК
IX	47	0	0,0	0	0	47,0	0	30	47,0	0	47,0	1,5002	0,000	1,5002	529,00	529,00	529,00	492,50	36,50	15	по ВХК
Qср.год	60					сумма	0,00					сумма	0,00								

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Гидротурбинное, гидромеханическое и вспомогательное оборудование

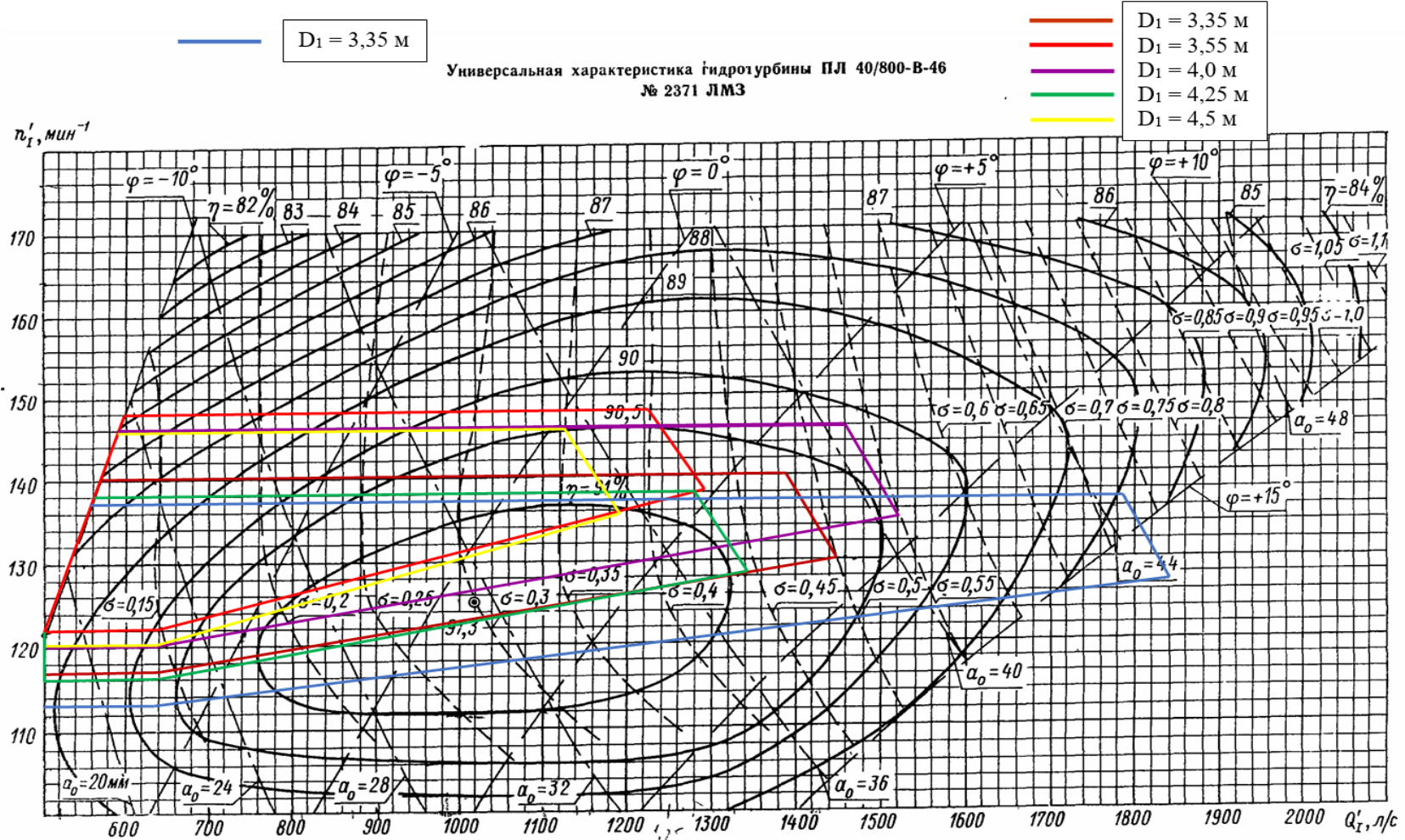


Рисунок Б.1 – Зоны работы гидротурбины ПЛ40а-В

Продолжение приложения Б

Универсальная характеристика гидротурбины ПЛ 40/587а-В-46
№ 2431 ЛМЗ

- $D_1 = 4,25 \text{ м}$
- $D_1 = 4,5 \text{ м}$
- $D_1 = 4,75 \text{ м}$

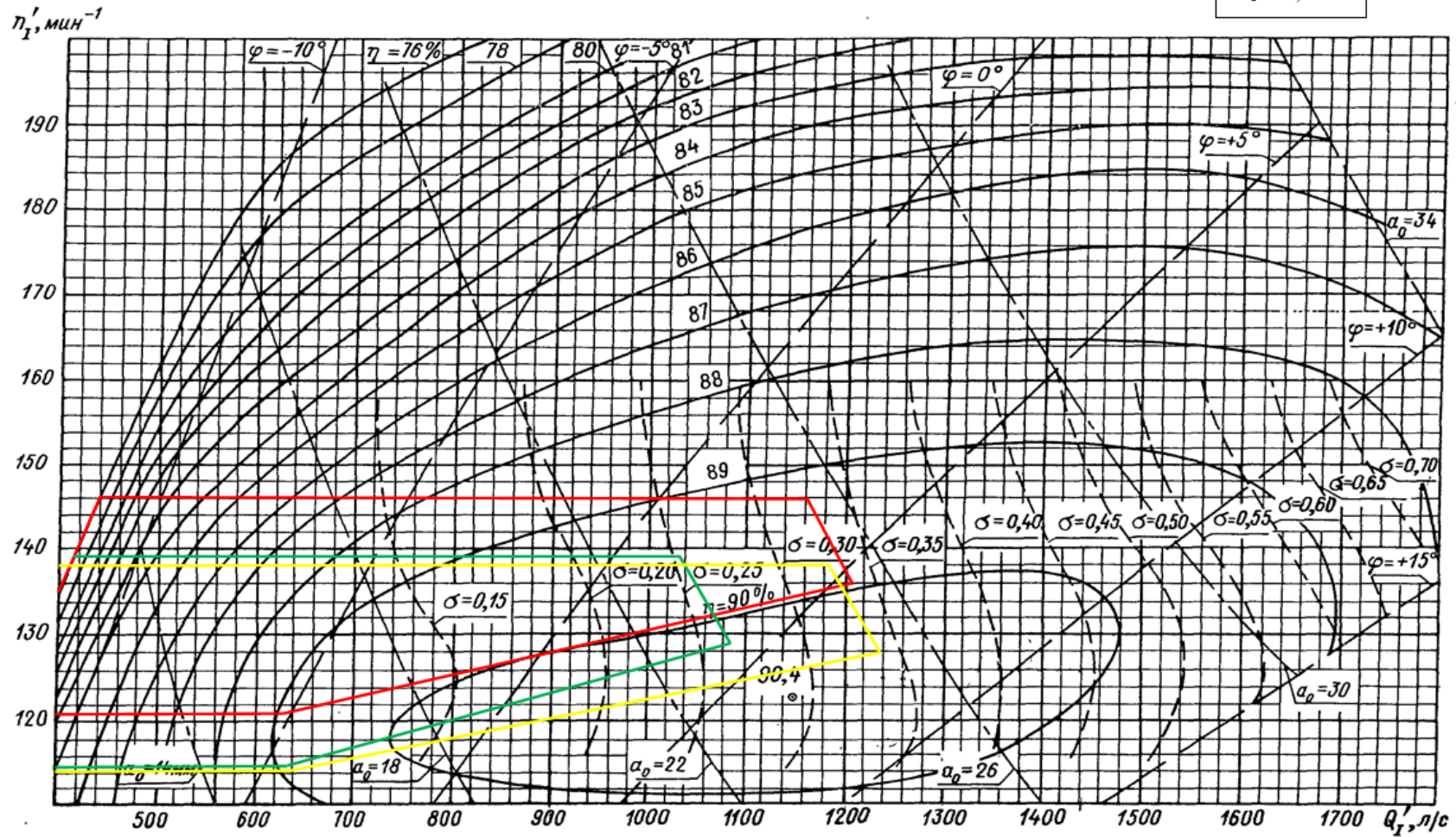


Рисунок Б.2 – Зоны работы гидротурбины ПЛ40б-В

Продолжение приложения Б

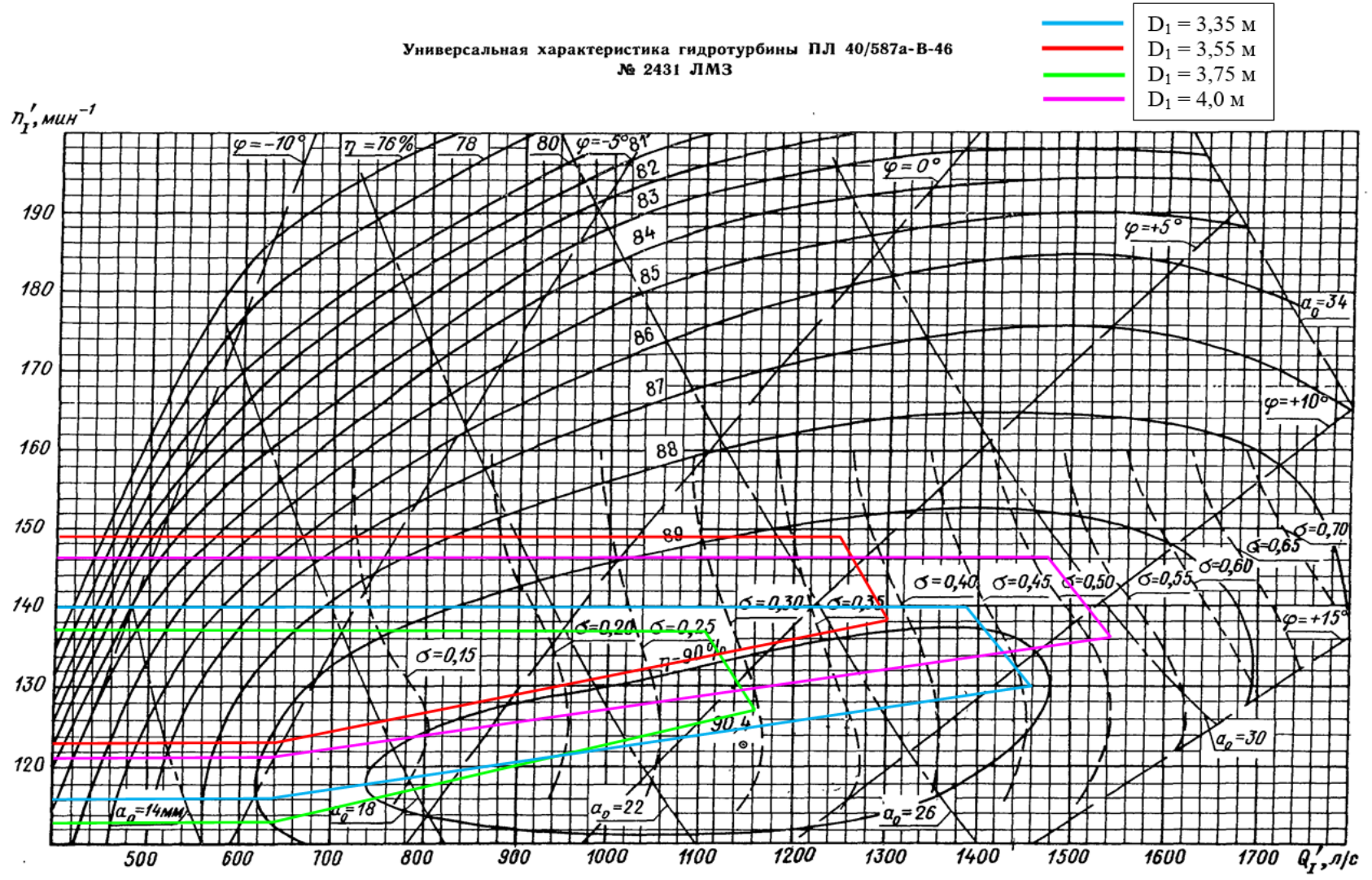


Рисунок Б.3 – Зоны работы гидротурбины ПЛ40б-В

Продолжение приложения Б

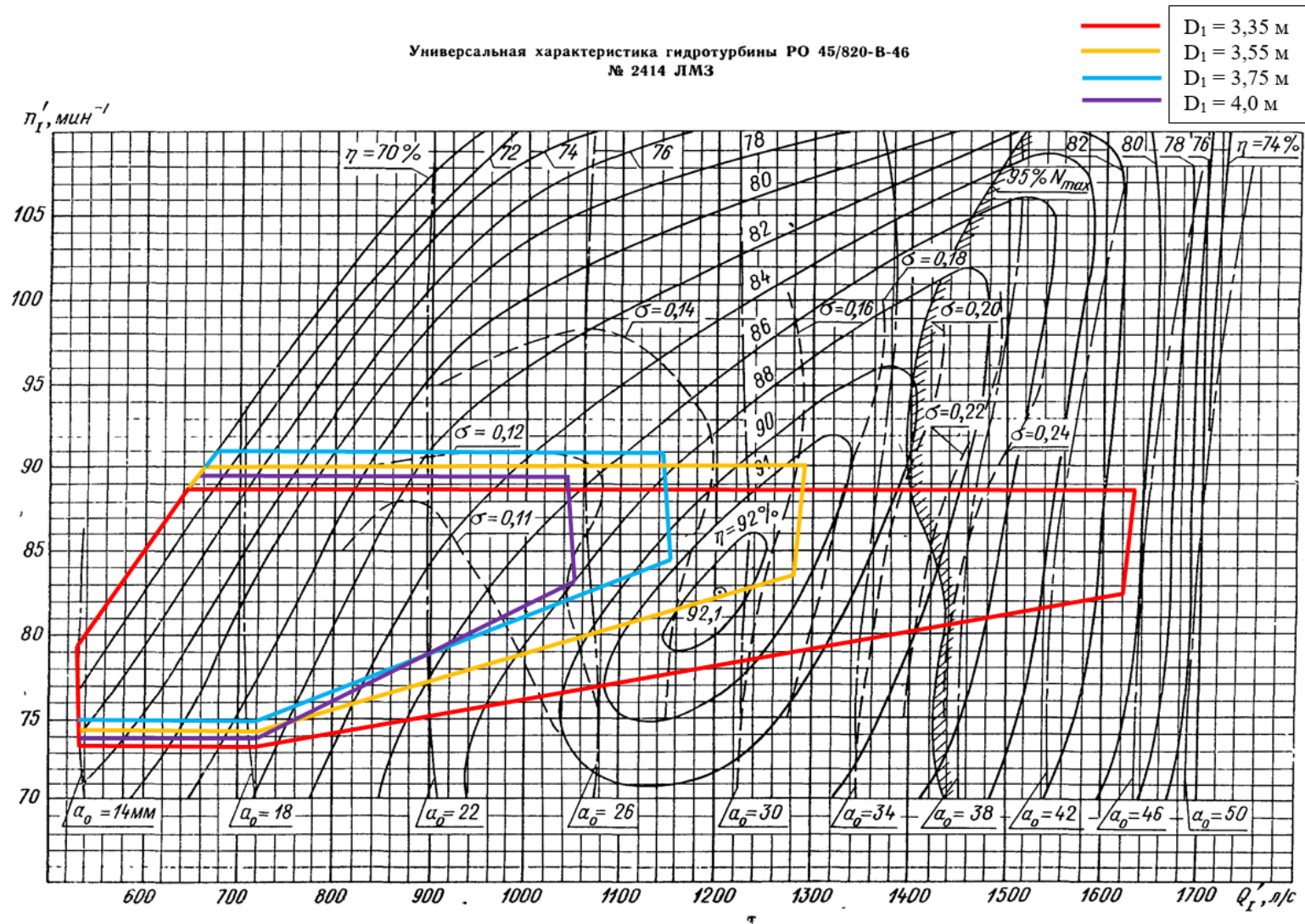


Рисунок Б.4 – Зоны работы гидротурбины РО45-В

Продолжение приложения Б

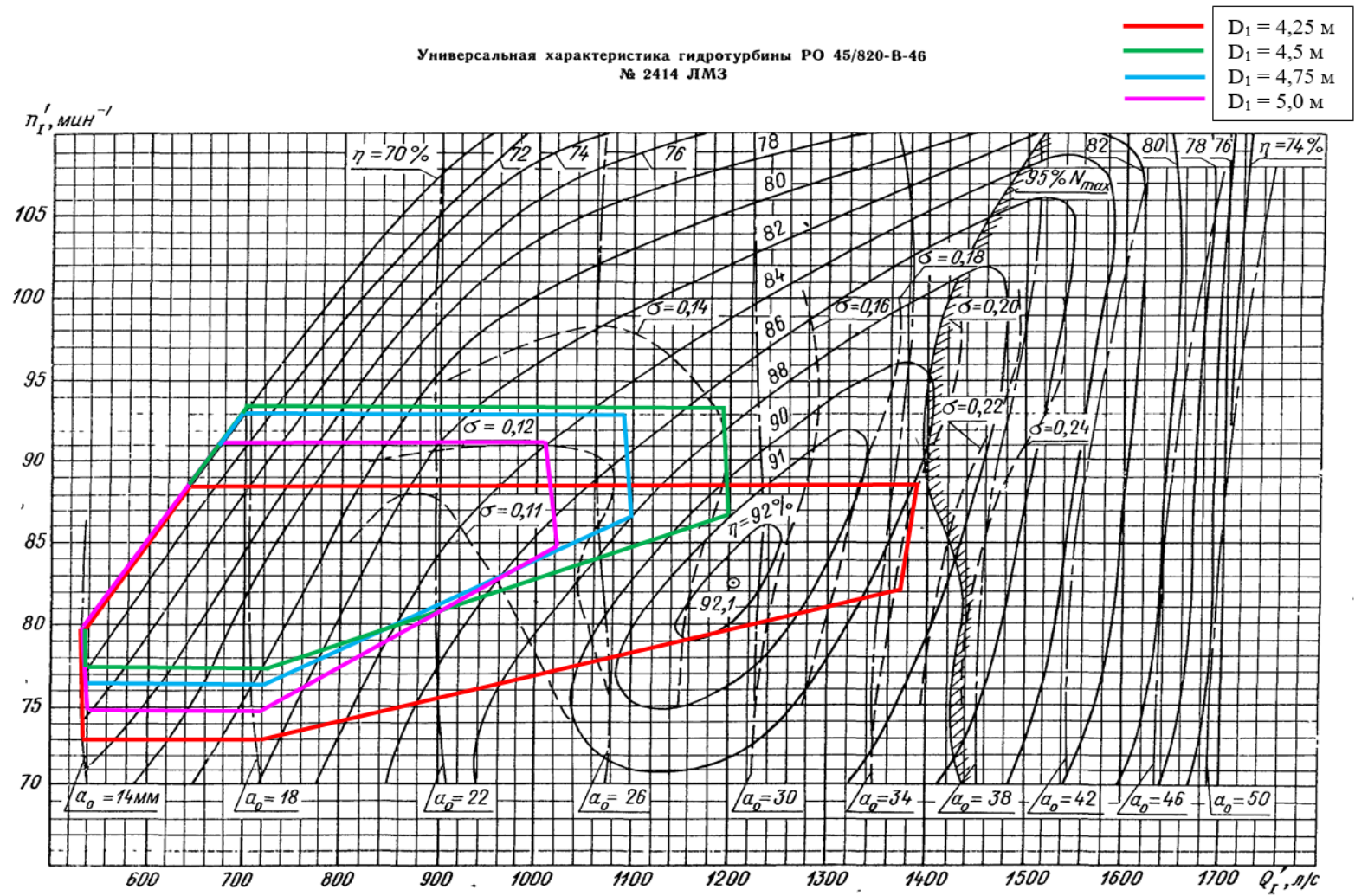


Рисунок Б.5 – Зоны работы гидротурбины РО45-В

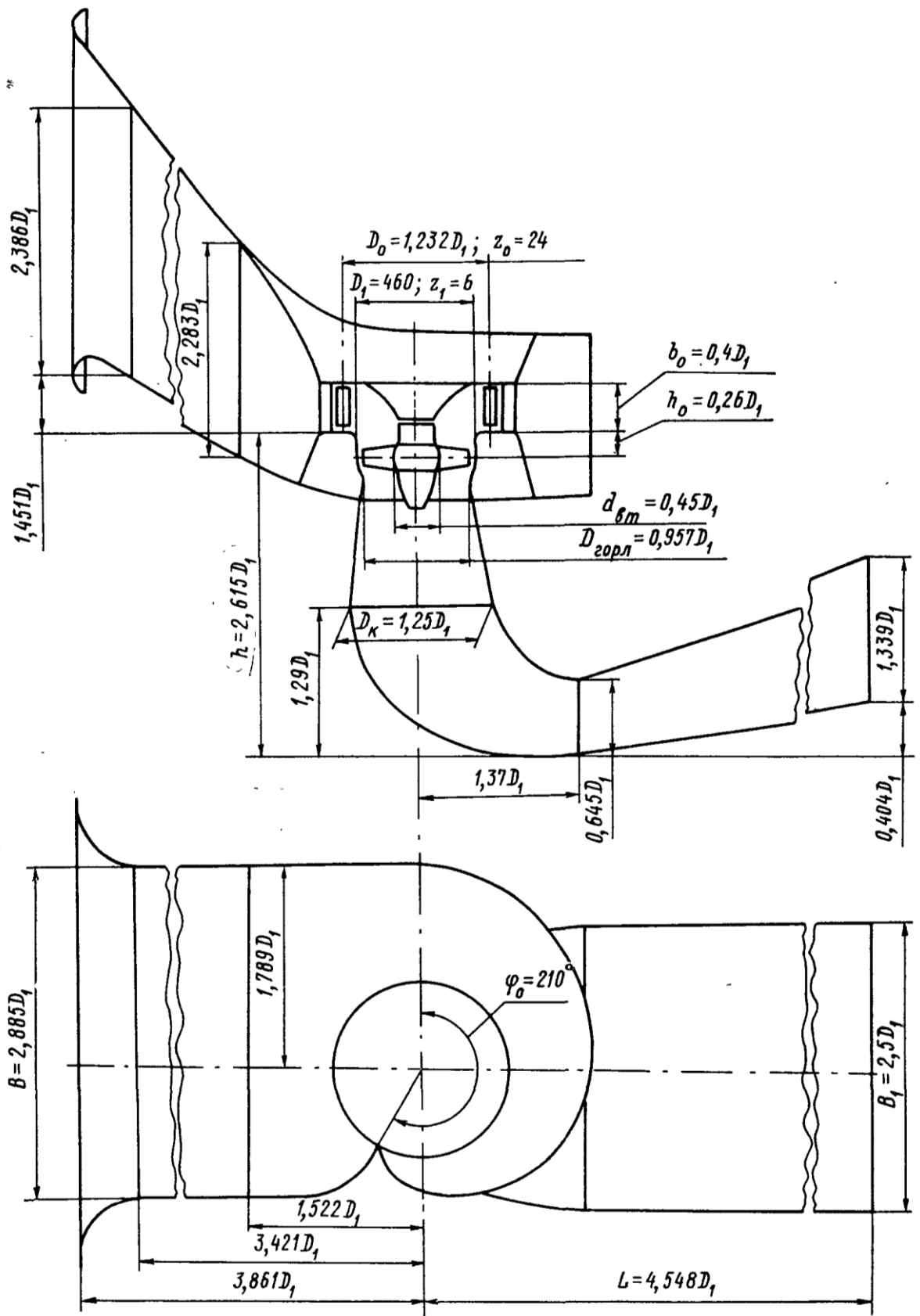


Рисунок Б.6 – Проточная часть гидротурбины ПЛ40а-В

Окончание приложения Б

Таблица Б.7 – Расчет спиральной камеры

Величина	Сечения											
	вх	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	вых
ri	7,60	7,17	6,75	6,32	5,89	5,46	5,03	4,60	4,17	3,74	3,31	2,88
bi	3,42	3,24	3,07	2,90	2,73	2,56	2,39	2,22	2,05	1,88	1,71	1,53
rk	3,76	3,71	3,67	3,62	3,58	3,53	3,48	3,44	3,39	3,35	3,30	3,26
rk/ra	1,14	1,13	1,11	1,10	1,08	1,07	1,06	1,04	1,03	1,01	1,00	0,99
ln(rk/ra)	0,13	0,12	0,11	0,09	0,08	0,07	0,05	0,04	0,03	0,01	0,00	-0,01
ri/ra	2,30	2,17	2,04	1,91	1,78	1,65	1,52	1,39	1,26	1,13	1,00	0,87
ln(ri/ra)	0,83	0,78	0,71	0,65	0,58	0,50	0,42	0,33	0,23	0,13	0,00	-0,14
bi·ln(ri/ra)	2,85	2,52	2,20	1,88	1,58	1,29	1,01	0,74	0,48	0,24	0,01	-0,21
rk·ctg y	14,03	13,86	13,69	13,52	13,35	13,18	13,01	12,83	12,66	12,49	12,32	12,15
rk·ctg y · ln(rk/ra)	1,83	1,64	1,45	1,26	1,07	0,89	0,71	0,53	0,35	0,18	0,01	-0,17
mi	1,72	1,54	1,37	1,20	1,03	0,86	0,69	0,52	0,35	0,18	0,01	-0,17
Ji	2,97	2,66	2,36	2,06	1,77	1,49	1,22	0,96	0,71	0,47	0,24	0,02
φi	210,00	188,07	166,62	145,67	125,27	105,46	86,27	67,75	49,97	32,98	16,86	1,53
Qi	70,45	63,09	55,89	48,87	42,03	35,38	28,94	22,73	16,76	11,06	5,65	0,51

*Размеры указаны в м.

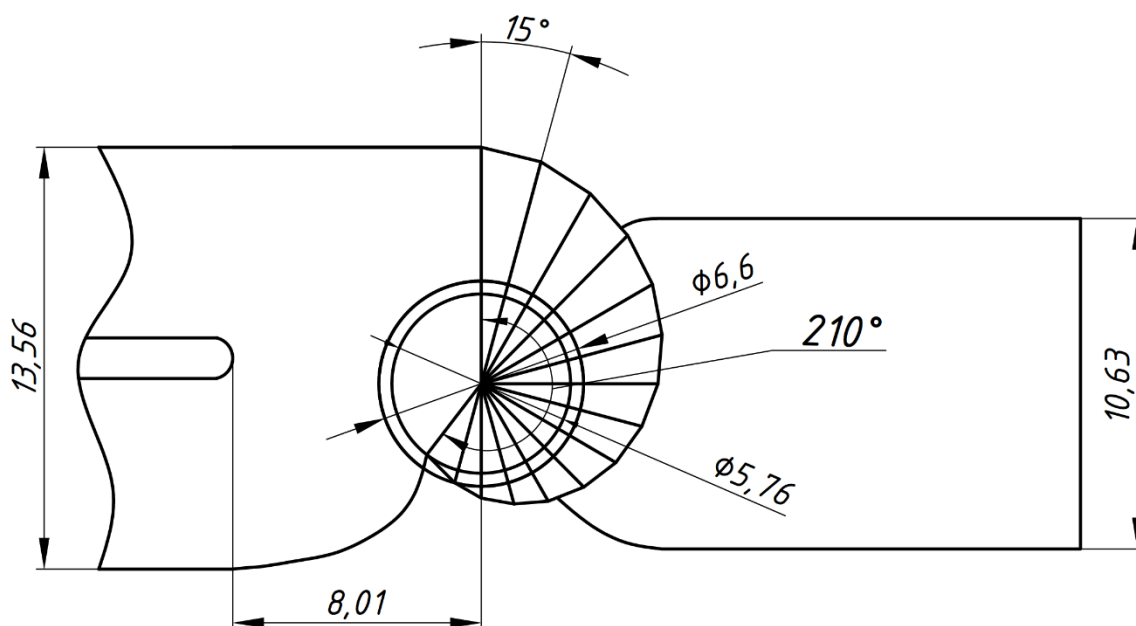


Рисунок Б.7 – План бетонной спиральной камеры гидротурбины ПЛ40а-В

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем

Таблица В.1 – Уставки защит

Защиты			Уставки		
Наименование	Обозначение		Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Продольная дифференциальная защита генератора	IΔG		Ток срабатывания, I _{ср.0}	0,40 I _н	1,42 А
			Коэффициент торможения, K _T	0,5	-
			Уставка начального торможения, I _{нт}	0,7 I _н	2,49 А
			Тормозной ток, В	1,5 I _н	5,33 А
			I _{отс}	6,0 I _н	21,33 А
Защита от замыканий на землю обмоток статора генератора	U0	t1	U01G	-	5 В
		t2	U0G	-	10 В
	U03		Коэффициент торможения, K _T	1,5	-
Защита от повышения напряжения	U>	1 ступ.	U _{ср1}	1,2 U _н	40 В
		2 ступ.	U _{ср2}	1,5 U _н	50 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I2	СО	I _{2сигн}	0,1 I _н	0,38 А
		ПО	I _{2пуск}	0,12 I _н	0,41 А
		ТО	I _{2отс}	1,77 I _н	6,31 А
	I2>		I _{ср}	2,3 I _н	8,23 А
Защита от симметричных перегрузок обмотки статора	I1	СО	I _{1сигн}	1,07 I _н	3,81 А
		ПО	I _{1пуск}	1,1 I _н	3,91 А
		ТО	I _{1отс}	1,22 I _н	4,35 А
Дистанционная защита	Z<	1 ступ.	Z _{1сз}	0,057 2 _{нагр}	0,92 Ом
		2 ступ.	Z _{2сз}	0,37 2 _{нагр}	6,00 Ом
Защита ротора от перегрузки	I _p	СО	I _{p.сигн}	1,05 I _{p.ном}	1,00 А
		ПО	I _{p.пуск}	1,1 I _{p.ном}	1,05 А
		ТО	I _{p.то}	2,245 I _{p.ном}	2,13 А
Защита ТВ	I>>ТВ	ТО	I _{то}	23,43 I _{т.ном}	27,02 А
	I>ТВ	МТЗ	I _{мтз}	3,30 I _{т.ном}	3,81 А

Окончание приложения В

Таблица В.2 – Матрица отключений защит

Действие		Отключение В-Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТГ	Отключение В 110 и В-ТСН	Предупредительный сигнал	Отключение СВ	
Защиты									
Наименование	Обозначение								
Продольная дифференциальная защита генератора	$I\Delta G$	+	+	+	+				
Защита от замыканий на землю обмоток статора генератора	U0	t1					+		
		t2	+	+	+				
	U03	t	+	+	+				
Защита от повышения напряжения	U>	1 ступень	+	+					
		2 ступень	+	+					
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I2	CO					+		
		ИО		+	+				
		ТО I	t ₁						+
			t ₂				+		
		t ₃	+	+					
Защита от симметричных перегрузок обмотки статора	II	CO					+		
		ИО		+	+				
		ТО	t ₁						+
			t ₂				+		
		t ₃	+	+					
Дистанционная защита	Z<	1 ступень	t ₁				+		
			t ₂	+	+	+			
		2 ступень	t ₁						+
			t ₂				+		
		t ₃	+	+					
Защита ротора от перегрузки	I _p	CO					+		
		ИО		+	+				
		ТО		+	+				
Защита ТВ	I>>ТВ	ТО		+	+				
	I>ТВ	МТЗ		+	+				

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Компоновка и сооружения гидроузла

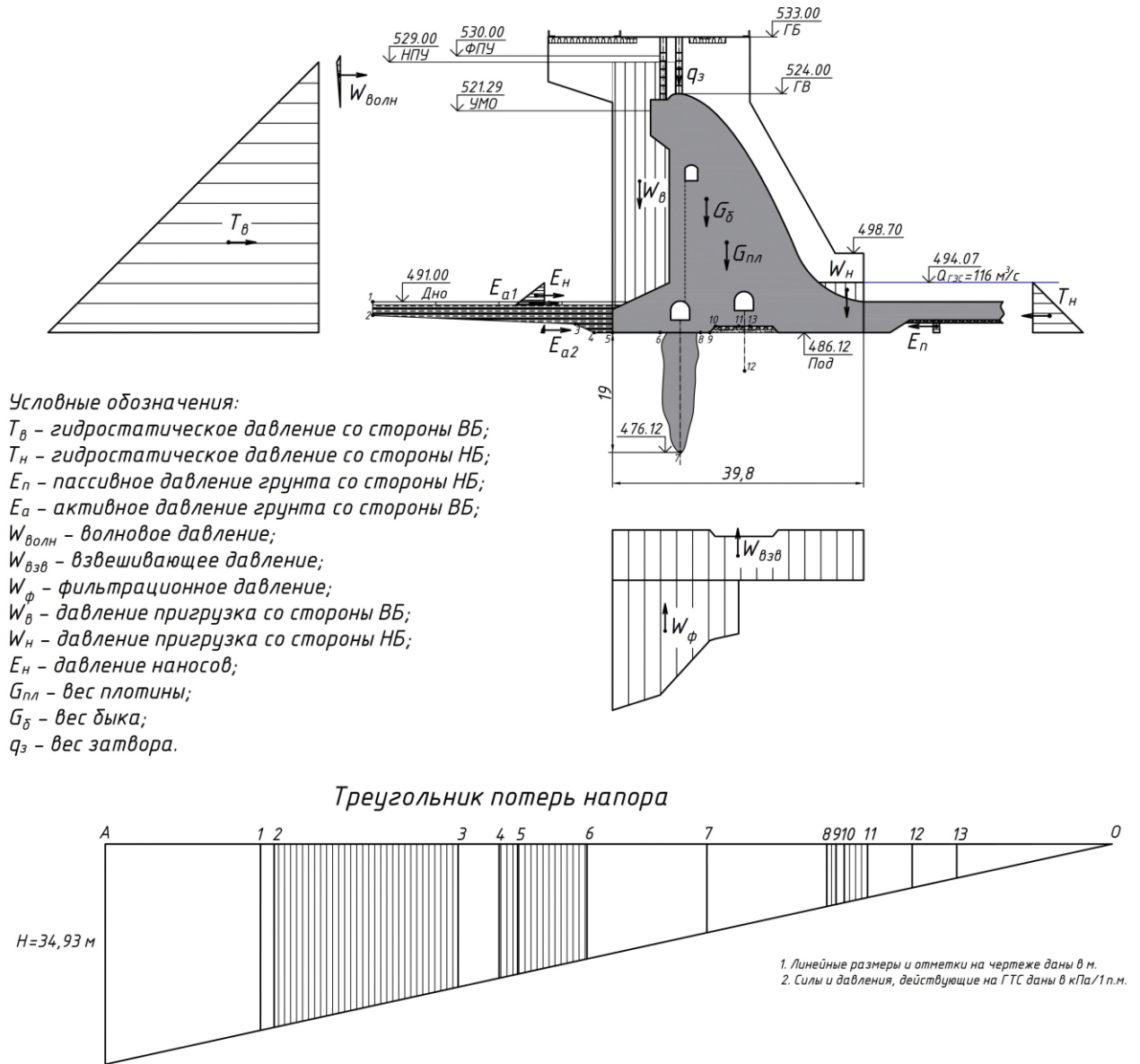
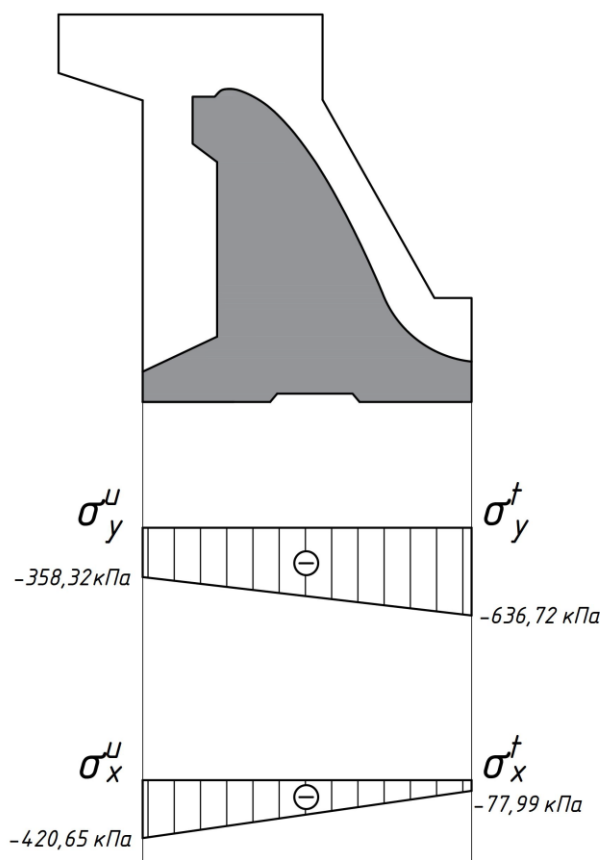


Рисунок Г.1 – Нагрузки, действующие на водосливную плотину

Продолжение приложения Г



Главные напряжения	σ_1 , кПа	σ_2 , кПа
Верховая грань	-358,32	-420,65
Низовая грань	-636,72	-77,99

σ_y – нормальные напряжения, действующие по горизонтальным площадкам, кПа;

σ_x – нормальные напряжения, действующие по вертикальным площадкам, кПа.

Рисунок Г.2 – Эпюры напряжений в сечении на отметке 491 м

Продолжение приложения Г

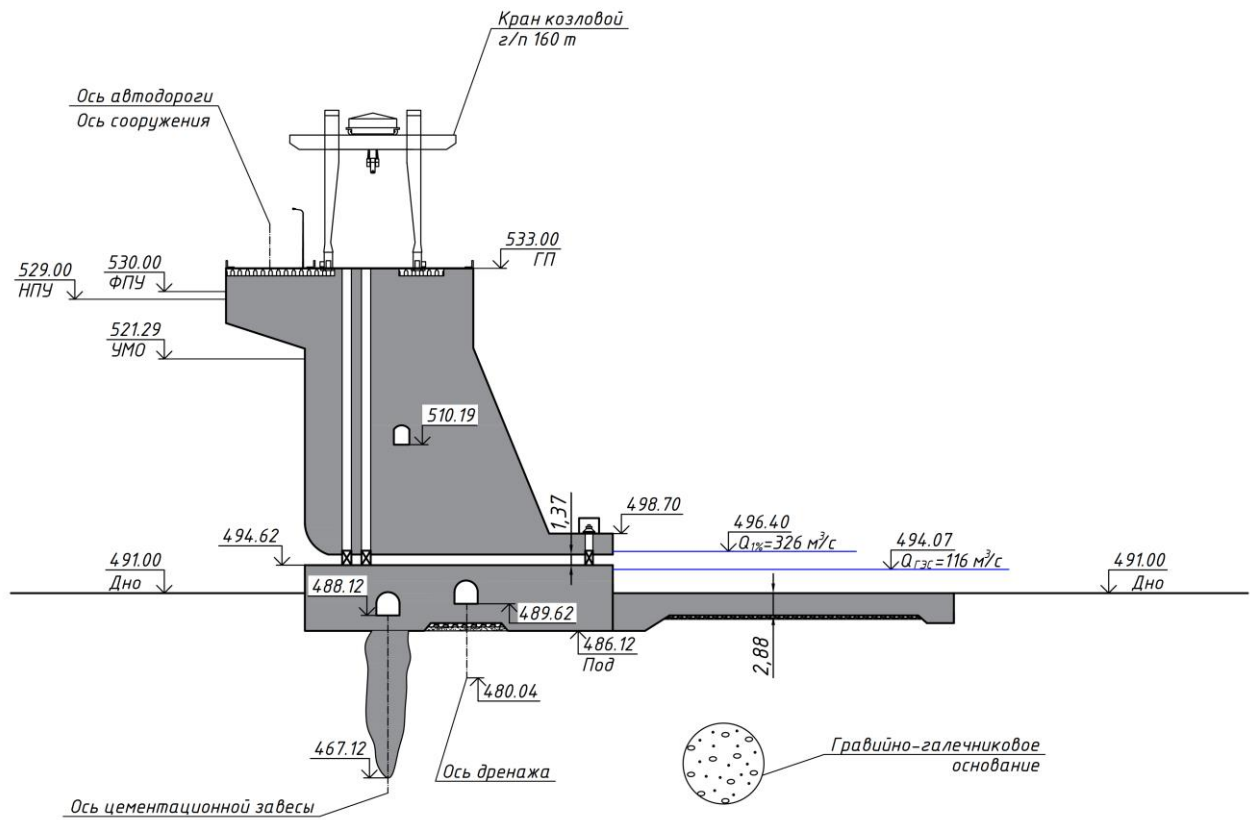


Рисунок Г.3 – Поперечный разрез бетонной плотины по оси глубинного водосброса

Окончание приложения Г

- 1 - Ядро из глины;
- 2 - Гравийно-песчаный грунт;
- 3 - Гравийно-галечниковый грунт.

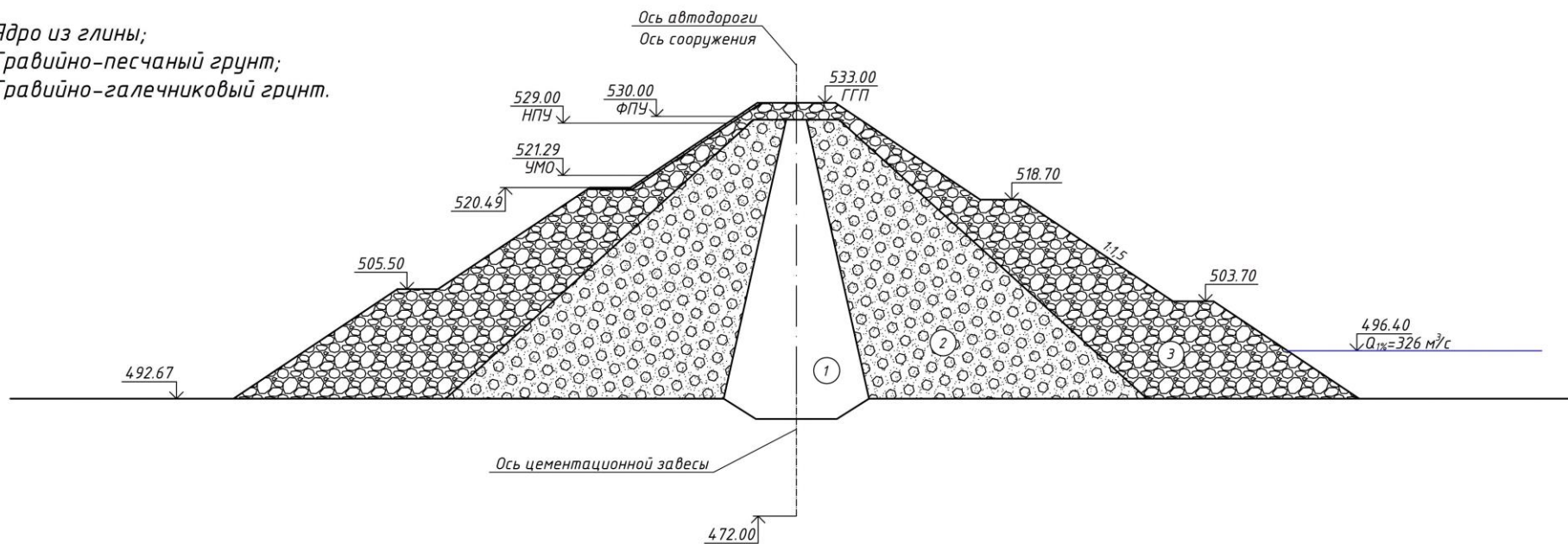


Рисунок Г.4 – Разрез грунтовой плотины

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Саяно-Шушенский филиал

институт

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой



подпись

А.А. Ачитаев

инициалы, фамилия

« 13 » июня 2023 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ АБИНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ЧАРЫШ. ОБОСНОВАНИЕ
ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МАЛОЙ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ

тема

Руководитель


подпись, дата

Канд. техн. наук, доцент,
и.о. заведующего кафедрой
ГГЭЭС Саяно-Шушенского
филиала СФУ

ученая степень, ученое звание,
должность, место работы

А. А. Ачитаев

инициалы, фамилия

Выпускник


подпись, дата

И. В. Виль

инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки, 2023

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Абинской ГЭС на реке Чарыш. Обоснование использования малой гидроэнергетики».

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчеты

Зайд 17.04.23 Е.Ю. Замеев
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

Друч 05.04.23 А.В. Мосинский
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

Мус 13.06.22 А.А. Мусов
подпись, дата инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

Вахитов 20.04.23 М.С. Вахитов
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и гидроузла

СР 17.04.23 Е.Н. Ревелюк
подпись, дата инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

РД 30.05.23 В.И. Ратерин
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

В 17.04.23 В.В. Каресов
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

Виль 18.04.23 В.В. Лапасова
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер

Мус 11.06.23 А.Е. Ларик
подпись, дата инициалы, фамилия