

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Саяно–Шушенский филиал
институт

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанции, электроэнергетических
систем и электрических сетей»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
А.А. Ачитаев
подпись инициалы, фамилия

« ____ » _____ 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЛАНКОВСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ЛАНКОВАЯ. АВТОНОМНЫЕ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НА ОСНОВЕ МАЛЫХ ГЭС В ОТДАЛЁННЫХ РАЙОНАХ: МЕТОДЫ ОЦЕНКИ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.

Руководитель _____
подпись, дата

должность, ученая степень

Р.Ю. Беляев
инициалы, фамилия

Выпускник _____
подпись, дата

М.Д. Варлаков
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Ланковской ГЭС на реке Ланковая. Автономные системы электроснабжения на основе малых ГЭС в отдаленных районах: методы оценки показателей качества электроэнергии».

Консультанты по
разделам:

Консультант руководителя БР

подпись, дата

инициалы, фамилия

Водно–энергетические расчёты

подпись, дата

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Электрическая часть

подпись, дата

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

подпись, дата

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико–экономическое обоснование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ ЛАНКОВСКОЙ ГЭС	7
ВВЕДЕНИЕ	9
1 Исходные данные по гидроузлу	10
1.1 Топография	10
1.2 Климат	10
1.3 Данные для расчётов.....	11
2 Водно-энергетические расчёты и выбор установленной мощности	17
2.1 Гидрологические расчёты	17
2.1.1 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного лет при заданной обеспеченности	17
2.1.2 Определение вида регулирования стока водохранилищем	20
2.2 Водно-энергетические расчёты режимов работы ГЭС	21
2.2.1 Расчёт режима работы ГЭС с учётом требований санитарного попуска без регулирования	21
2.2.2 Водно-энергетические расчёты режимов работы ГЭС	23
2.3 Баланс мощности.....	25
2.4 Резервы мощности энергосистемы. Вычисление установленной мощности, проектируемой ГЭС	27
2.5 Режимное поле.....	29
3 Основное и вспомогательные оборудование	30
3.1 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам.....	30
3.1.1 Выбор типа гидротурбины	30
3.1.2 Выбор номинального диаметра гидротурбин	30
3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины для обеспечения безкавитационной работы.....	34
3.3 Гидромеханический расчёт и построение бетонной спиральной камеры и определение её геометрических размеров проточной части	35
3.4 Выбор гидрогенератора серийного типа	39
3.5 Расчёт деталей и узлов гидротурбины. Выбор типа маслонапорный установки. Выбор электрогидравлического регулятора. Выбор кранов.....	40
3.5.1 Расчёт деталей и узлов гидротурбин.....	40
3.5.1.1 Расчёт вала на прочность	40
3.5.1.2 Расчёт подшипника	41
3.5.2 Выбор маслонапорной установки	43
3.5.3 Выбор электрогидравлического регулятора	43
3.5.4 Выбор кранов.....	43
4 Электрическая часть	44
4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений.....	44
4.2 Выбор основного оборудования ГЭС	44
4.2.1 Выбор синхронных генераторов	44
4.2.2 Выбор трансформатора собственных нужд	45
4.2.3 Выбор силовых повышающих трансформаторов	45

4.3	Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения	46
4.4	Выбор схемы распределительного устройства высшего напряжения	47
4.5	Выбор варианта главной схемы электрических соединений на основании технико-экономического расчёта	48
4.6	Расчёт токов трёхфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме	49
4.6.1	Расчёт исходных данных	49
4.6.2	Внесение исходных данных в программный комплекс RastrWin	50
4.6.3	Расчёт токов короткого замыкания с применением программного комплекса RastrWin	51
4.7	Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима	52
4.8	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ	53
4.9	Выбор трансформаторов тока и напряжения	54
4.10	Выбор параметров КРУЭ	54
4.10.1	Выбор выключателей и разъединителей	54
4.10.2	Выбор трансформаторов тока и напряжения	55
5	Релейная защита и автоматика	56
5.1	Перечень защит основанного оборудования	56
5.2	Расчёт номинальных токов	57
5.3	Описание защит и расчёт их уставок	58
5.3.1	Продольная дифференциальная защита генератора (I_{DG})	58
5.3.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (U_N, U_0) ..	60
5.3.3	Защита от повышения напряжения ($U_{1>}, U_{2>}$)	63
5.3.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий	63
5.3.5	Защита от симметричных перегрузок	67
5.3.6	Дистанционная защита генератора ($Z_{1<}, Z_{2<}$)	69
5.3.7	Защита от перегрузки обмотки ротора	72
5.4	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор	73
6	Компоновка гидроузла	74
6.1	Определение класса гидротехнического сооружения и отметки гребня плотины	74
6.1.1	Определение класса гидротехнического сооружения	74
6.1.2	Определение отметки гребня плотины	74
6.1.2.1	Грунтовая плотина	74
6.2	Гидравлические расчёты	76
6.2.1	Определение ширины водосливного фронта	76
6.2.2	Определение отметки гребня водослива	78
6.2.3	Построение оголовка профиля водосливной грани по Кригер – Офицерову	79
6.2.4	Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе	80
6.2.5	Расчёт водобойного колодца	81

6.2.6	Расчёт глубинных (донных) водосбросов	83
6.3	Конструирование бетонной водосливной плотины	84
6.3.1	Определение ширины подошвы плотины	84
6.3.2	Разрез плотины швами	85
6.3.3	Быки.....	85
6.3.4	Устои	85
6.3.5	Дренаж тела бетонной плотины	85
6.3.6	Элементы подземного контура плотины	86
6.3.7	Рисберма.....	86
6.4	Обоснование надёжности и безопасности бетонной плотины.....	87
6.4.1	Вес сооружения и затворов.....	87
6.4.2	Сила гидростатического давления воды.....	88
6.4.3	Фильтрационные и взвешивающее давление.....	88
6.4.4	Давление наносов на вертикальную грань	89
6.4.5	Волновое давление.....	90
6.4.6	Расчёт прочности плотины.....	91
6.4.7	Критерии прочности плотины	93
6.4.8	Расчёт устойчивости плотины	94
7	Охрана труда, техника безопасности и пожарная безопасность.....	96
7.1	Безопасность гидротехнических сооружений.....	96
7.1.1	Требования по охране труда и техники для безопасности работников Ланковской ГЭС.....	96
7.2	Пожарная безопасность	97
7.2.1	Общие требования к пожарной безопасности	97
7.2.2	Объекты водяного пожаротушения на ГЭС.....	98
7.2.3	Противопожарная безопасность в аккумуляторных установках	99
7.3	Охрана природы	100
7.3.1	Общие сведения о районе строительства	100
7.3.2	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	100
7.3.3	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища	101
7.3.4	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации.....	103
8	Технико-экономическое обоснование	105
8.1	Оценка объёмов реализации энергии и расходов	105
8.1.1	Оценка объёмов реализации электроэнергии	105
8.1.2	Текущие расходы на производство электроэнергии.....	106
8.1.3	Налоговые расходы.....	108
8.2	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности	108
8.3	Оценка инвестиционного проекта.....	110
8.3.1	Методология и исходные данные.....	110
8.3.2	Коммерческая эффективность	110
8.3.3	Бюджетная эффективность	111
8.4	Анализ чувствительности.....	111

9	Автономные системы электроснабжения на основе малых ГЭС в отдалённых районах: методы оценки показателей качества электроэнергии ..	114
9.1	Автономные системы электроснабжения.....	114
9.2	Принцип работы автономной системы питания	115
9.3	Особенности автономных систем электроснабжения.....	115
9.4	Автобалластные системы с фазовым регулированием мощности.....	116
9.5	Форма кривой нагрузки микроГЭС с фазорегулируемой балластной нагрузкой.....	117
9.6	Способы уменьшения несинусоидальности напряжения станции	119
9.7	Оценка эффективности использования генератора микроГЭС	121
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	123
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	125
	ПРИЛОЖЕНИЕ А. Водно - энергетические расчёты и выбор установленной мощности.....	130
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Основное и вспомогательное оборудование.....	133
	ПРИЛОЖЕНИЕ В. Релейная защита и автоматика.....	139

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ ЛАНКОВСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки..... Ланковая;
2. Место расположение ГЭС.....Магаданская область;
3. Тип проектируемой установки.....ГЭС;
4. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний.....83 м³/с;
 - б) минимальный.....61 м³/с;
 - в) всех турбин.....123 м³/с;
 - г) максимальной обеспеченностью 1%754 м³/с;
5. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования.....годовое;
 - б) отметка:
ФПУ.....89,50 м;
НПУ.....88,50 м;
УМО.....86,60 м;
 - в) объёмы:
полный.....2,617 км³;
полезный.....0,9 км³;
6. Напор:
 - максимальный.....19,34 м;
 - расчётный.....16,87 м;
 - минимальный.....13,93 м;
7. Энергетические показатели:
 - а) мощность:
гарантированная.....18 МВт;
установленная.....27 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка.....107,9 млн·кВт·ч;
8. Бетонная плотина (высота/длина):
 - а) правый берег (глухая).....23,60 м/56,50 м;
 - б) левый берег (глухая).....23,60 м/44,60 м;
 - в) водосливная.....17,20 м/40 м;
 - г) донные отверстия.....23,60 м/30 м;
 - д) здание ГЭС.....23,60 м/21 м;
9. Водобросные сооружения:
 - а) тип.....поверхностный водослив;
 - б) размер и число пролётов.....4x10/4 отверстия;
 - в) длина (общая).....40 м;
 - г) высота (максимальная).....23,60 м;
10. Здание ГЭС:
 - а) тип.....русловое;
 - б) число агрегатов.....3;
 - в) спиральная камера.....бетонная трапецидальная;
 - г) отсасывающая труба.....изогнутая;

- д) грунт.....гранит;
11. Основное оборудование ГЭС:
- а) тип турбины.....ПЛ20-В-315;
- б) тип генератора.....СВ-514/100-30УХЛ5;
- в) мощность генератора.....11 МВт;
- г) номинальная частота вращения.....200 об/мин;
- д) тип трансформатора.....ТДЦ-15000/220;
12. Техничко-экономические показатели:
- а) удельные показатели.....74851 руб/кВт·ч;
- б) себестоимость электроэнергии.....0,029 руб/кВт·ч;
- в) срок окупаемости ГЭС.....11,5 лет.

ВВЕДЕНИЕ

В России находится большое количество рек это свидетельствует о том, что она обладает одним из крупных гидропотенциалов в мире. Энергию рек используют большинство стран, одними из крупных потребителей являются Китай, Российская Федерация, США и т.д. Гидроресурсы РФ оцениваются в 852 млрд. кВт·ч но, обладая таким потенциалом значительно уступает некоторым развитым странам.

Себестоимость производства электроэнергии на тепловых и атомных электростанциях значительно выше, чем на ГЭС, примерно в 7-9 раз.

На ГЭС источником энергии является вода, возобновляемый источник энергии. Это позволяет нам в условиях создания альтернативных источников электроэнергии только увеличить долю гидроэнергетики в энергетическом балансе РФ. Этим мы увеличим технико-экономический потенциал. В ближайшее время гидроэнергетика должна стать структурным лидером в развитии электроэнергетики страны, так как она более экологически безопасная и с возобновляемыми ресурсами отрасль развития.

Целью данного дипломного проекта является освоение и проработка основных этапов проектирования гидроэлектростанции с применением и закреплением теоретических этапов, а также с помощью полученных знаний и инженерной мысли, найти оптимальное и творческое решение конкретных задач.

1 Исходные данные по гидроузлу

1.1 Топография

Гидроузел располагается в Магаданской области, входящей в Дальневосточный Федеральный округ, на реке Ланковая, приток реки Ола. Рядом с проектируемой ГЭС в 40 километрах расположен город Магадан, так же в 20 километрах посёлок вблизи реки Ола. Изобразим выбранный створ на рисунках 1.1 и 1.2.



Рисунок 1.1 – Створ проектируемой ГЭС

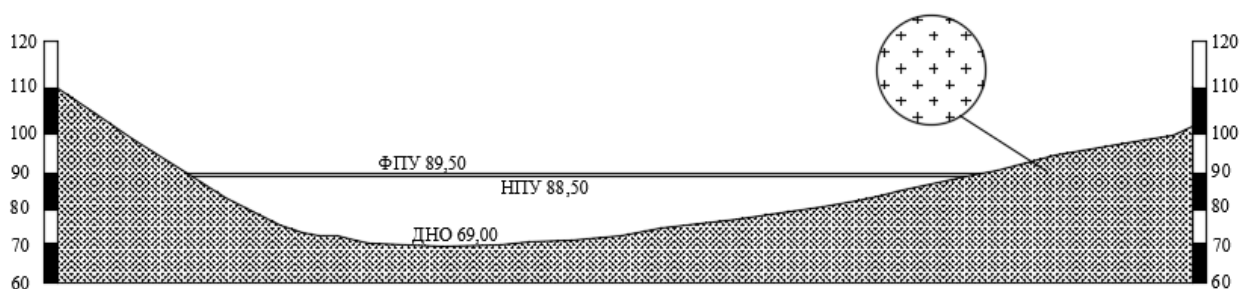


Рисунок 1.2 – Створ проектируемой ГЭС

1.2 Климат

Климат в Магаданской области в целом можно охарактеризовать как субарктический, с некоторыми чертами муссонного. Зима длительная и холодная, а лето короткое, прохладное, туманное и сырое.

Средние показатели температуры преодолевают отметку выше 0°C только в мае, а ниже 0°C в начале октября. Самым тёплым месяцем в году является

август, со средним показателем температуры +15 °С, самый холодный месяц – январь с средней температурой -16,4 °С. Среднегодовая влажность воздуха – 72 %.

1.3 Данные для расчётов

Ниже представлены исходные данные:

Данные по энергосистеме записаны в таблице 1.1:

Таблица 1.1 – Исходные данные энергосистемы

Существующие ГЭС	Усть-Среднеканская ГЭС (принимается передача седьмая часть выработки)
Коэффициент мощности	$k_N=8,8$
Резервы	Нагрузочный 3%, аварийный 7%

Энергосистема изолированная: Магаданское РДУ. Так как она относится к изолированным системам, рассчитываются суточные графики нагрузки зимы и лета. Для это выбираем коэффициенты β для зимы (0,83) и лета (0,85) (табл.1.2).

Таблица 1.2 – Данные суточных график потребления

Часы	Север (66-58 – северной широты)	
	Мощность, МВт	
	Зима	Лето
0	166	107
1	156	103
2	152	100
3	145	96
4	152	96
5	156	96
6	165	99
7	184	112
8	214	127
9	242	142
10	238	140
11	231	140
12	219	134
13	225	137
14	234	140
15	229	145
16	227	132
17	245	136
18	250	134
19	244	132

Окончание таблицы 1.2

Часы	Север (66-58 – северной широты)	
	Мощность, МВт	
	Зима	Лето
20	235	127
21	237	133
22	217	130
23	200	120

Исходные данные проектируемой ГЭС представлены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Исходные данные проектируемой ГЭС

Отметка	НПУ, м	88,50
	Сухого дна, м	69,30
V _{вдхр} при НПУ, км ³		2,30
Потери напора, м		0

Данные для построения кривой связи $Z_{вб}=f(V_{вдхр})$ представлены в таблице 1.4. Кривая связи $Z_{вб}=f(V_{вдхр})$ изображена на рисунке 1.3.

Таблица 1.4 – Данные для построения кривой связи $Z_{вб}=f(V_{вдхр})$

V _{вдхр} , км ³	Z _{вб} , м	Z _{вб,расч.} , м	Погрешность, м
0,000	75,05	75,05	0
0,052	75,74	75,74	0
0,130	76,72	76,72	0
0,232	77,93	77,93	0
0,345	79,18	79,18	0
0,453	80,28	80,28	0
0,586	81,53	81,53	0
0,810	83,39	83,39	0
0,980	84,61	84,61	0
1,120	85,51	85,51	0
1,350	86,80	86,80	0
1,520	87,62	87,62	0
1,765	88,65	88,65	0
2,300	90,34	90,34	0
2,687	91,23	91,23	0

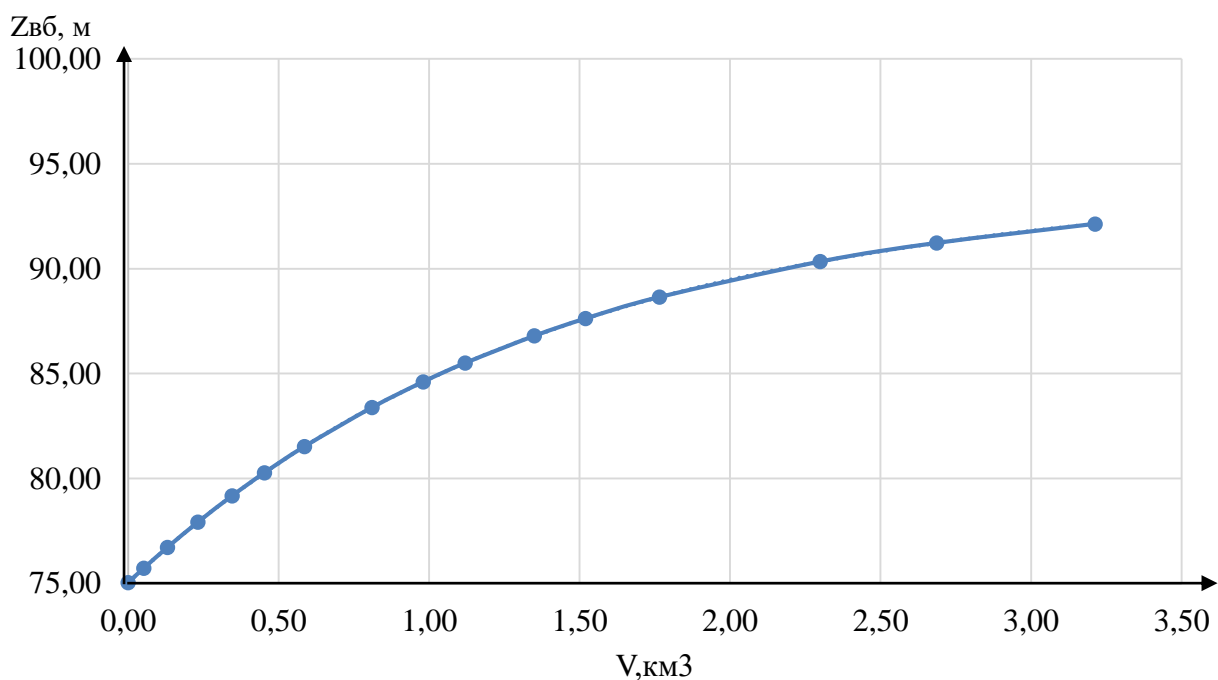


Рисунок 1.3 – Кривая связи $Z_{вб}=f(V_{вдхр})$

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

$$y = -0,0000758826x^6 + 0,0045672000x^5 - 0,0907375026x^4 + 0,8653574549x^3 - 4,5093868179x^2 + 13,4203077973x + 75,0531427390$$

Данные для построения кривой связи $Z_{нб}=f(Q)$ представлены в таблице 1.5 и кривая связи, построенная по этим данным, показана на рисунке 1.4.

Таблица 1.5 – Данные для построения кривой связи $Z_{нб}=f(Q)$

Отметка НБ	$v_{реки}$, м/с	ω , м ²	Q, м ³ /с	Коэф. зимы	Q _{зимний} , м ³ /с
73,0	1,2	981,2	1178	0,83	978
72,0		639,1	754		626
71,0		380,3	437		363
70,0		177,5	165		137
69,3		0	0		0

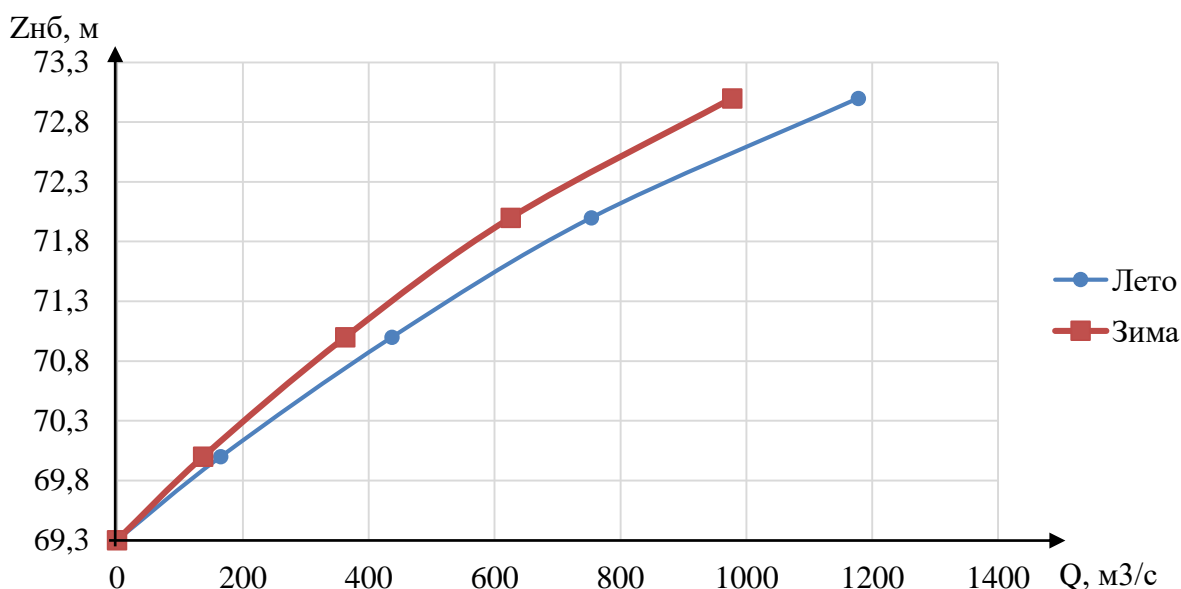


Рисунок 1.4 – Кривая связи $Z_{НБ}=f(Q)$

Уравнение полинома кривой $Z_{НБ}=f(Q)$:

Для зимы:

$$y = -0,000000000001303x^4 + 0,000000002414926x^3 - 0,000002826046726x^2 + 0,005456435093777x + 69,300000000355300$$

Для лета:

$$y = -0,0000000000000618x^4 + 0,000000001380823x^3 - 0,000001946863589x^2 + 0,004528841128433x + 69,300000000104800$$

Исходный гидрологический ряд реки Ланковая представлен в таблице 1.6:

Таблица 1.6 – Исходный гидрологический ряд реки Ланковая

m	Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.} год
1	1940	3	2	2	2	94	222	125	93	88	42	24	9	59
2	1941	8	6	4	4	84	627	352	114	86	49	24	4	113
3	1942	4	3	2	2	85	268	225	103	86	48	26	11	72
4	1943	6	4	3	3	88	543	273	93	87	58	34	9	100
5	1944	5	3	3	2	71	221	147	132	103	66	29	6	66
6	1945	4	3	2	2	156	245	237	211	172	68	35	9	95
7	1946	6	4	3	3	104	188	159	133	67	70	26	15	65
8	1947	6	4	3	3	141	164	270	346	111	56	27	15	96
9	1948	8	5	4	4	119	624	241	148	110	54	29	17	114
10	1949	10	5	4	5	99	416	295	203	120	100	47	15	110
11	1950	10	8	4	3	84	341	240	184	111	72	32	15	92
12	1951	7	4	3	3	109	368	231	220	209	109	39	18	110
13	1952	14	6	4	3	87	306	196	147	134	70	42	22	86
14	1953	3	2	1	1	85	366	300	176	149	51	14	6	96

Окончание таблицы 1.6

m	Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.} год
15	1954	5	3	2	1	89	321	202	87	83	51	26	12	74
16	1955	8	3	1	1	90	275	248	225	89	68	26	7	87
17	1956	4	2	1	1	98	163	122	86	83	34	16	5	51
18	1957	4	2	1	1	89	245	182	161	76	48	19	10	70
19	1958	4	3	2	1	84	290	208	139	85	60	24	9	76
20	1959	3	1	1	1	115	219	193	161	130	60	23	12	77
21	1960	3	2	1	1	83	251	150	135	75	38	16	8	64
22	1961	4	2	1	1	84	250	211	138	102	69	31	8	76
23	1962	5	3	2	2	97	310	198	166	86	53	24	12	80
24	1963	7	5	3	2	88	382	217	91	87	95	31	16	85
25	1964	7	3	2	1	84	166	113	100	84	27	13	7	51
26	1965	6	5	3	3	109	260	181	177	112	60	32	20	81
27	1966	6	2	1	1	87	250	157	132	111	63	24	13	71
28	1967	6	2	1	2	158	321	238	209	169	80	37	9	103
29	1968	4	2	2	1	84	366	301	176	150	52	16	9	97
30	1969	6	4	3	2	85	311	220	88	81	52	24	12	74
31	1970	9	4	2	2	100	275	248	215	89	69	27	8	87
32	1971	5	3	1	2	83	143	128	112	86	38	23	6	53
33	1972	8	2	2	2	98	259	115	243	137	47	23	12	79
34	1973	6	2	1	1	89	153	73	69	62	45	34	18	46
35	1974	15	8	5	6	132	265	236	160	130	60	32	10	88
36	1975	4	2	1	1	139	286	262	187	174	57	31	11	96
37	1976	5	4	2	2	47	134	90	45	43	23	11	5	43
38	1977	2	1	1	1	94	242	125	93	62	47	19	8	58
39	1978	7	5	3	3	83	608	371	114	86	48	23	3	113
40	1979	3	2	1	1	85	278	215	103	89	47	24	10	71
41	1980	5	3	2	2	87	533	283	94	87	57	32	8	99
42	1981	4	3	2	1	71	216	136	131	102	81	26	8	65
43	1982	3	2	1	2	155	244	237	211	169	67	34	8	94
44	1983	5	3	2	2	133	188	159	103	67	69	40	14	65
45	1984	5	3	2	2	141	164	270	345	111	55	27	14	95
46	1985	7	4	3	3	122	623	241	148	110	53	27	16	113
47	1986	9	5	3	4	88	411	304	183	150	99	45	14	110
48	1987	9	7	3	2	84	321	219	193	140	72	35	14	92
49	1988	6	4	2	2	230	348	229	220	109	108	53	27	112
50	1989	12	5	2	2	157	288	171	153	86	82	42	25	85
Среднемесячные		6	4	2	2	103	305	211	154	107	61	28	12	83

Данные по потерям расхода, требованиям по санитарному попуску и ВХК представлены в таблице 1.7 и 1.8:

Таблица 1.7 – Данные по потерям расхода

Месяц	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III
Қисп.	0	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
Қлѐд	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0
Қфил.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Окончание таблицы 1.7

Месяц	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III
Qшлюз.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Таблица 1.8 – Данные по требованиям санитарного попуска и ВХК

Месяц	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III
Q _{ВХК}	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
Сан.попуск	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24

В таблице 1.9 представлены максимальные расчётные значения расхода для определённых значений обеспеченности, на рисунке 1.5 изображён график обеспеченности среднегодовых расходов для P (0,01%):

Таблица 1.9 - Максимальные расчётные расходы для различной обеспеченности

P, %	0,01	0,1	0,5	1	3	5	10	50	90	95	97	99	99,9
Q, м ³ /с	1178	973	860	754	641	587	507	276	130	104	88	70	47

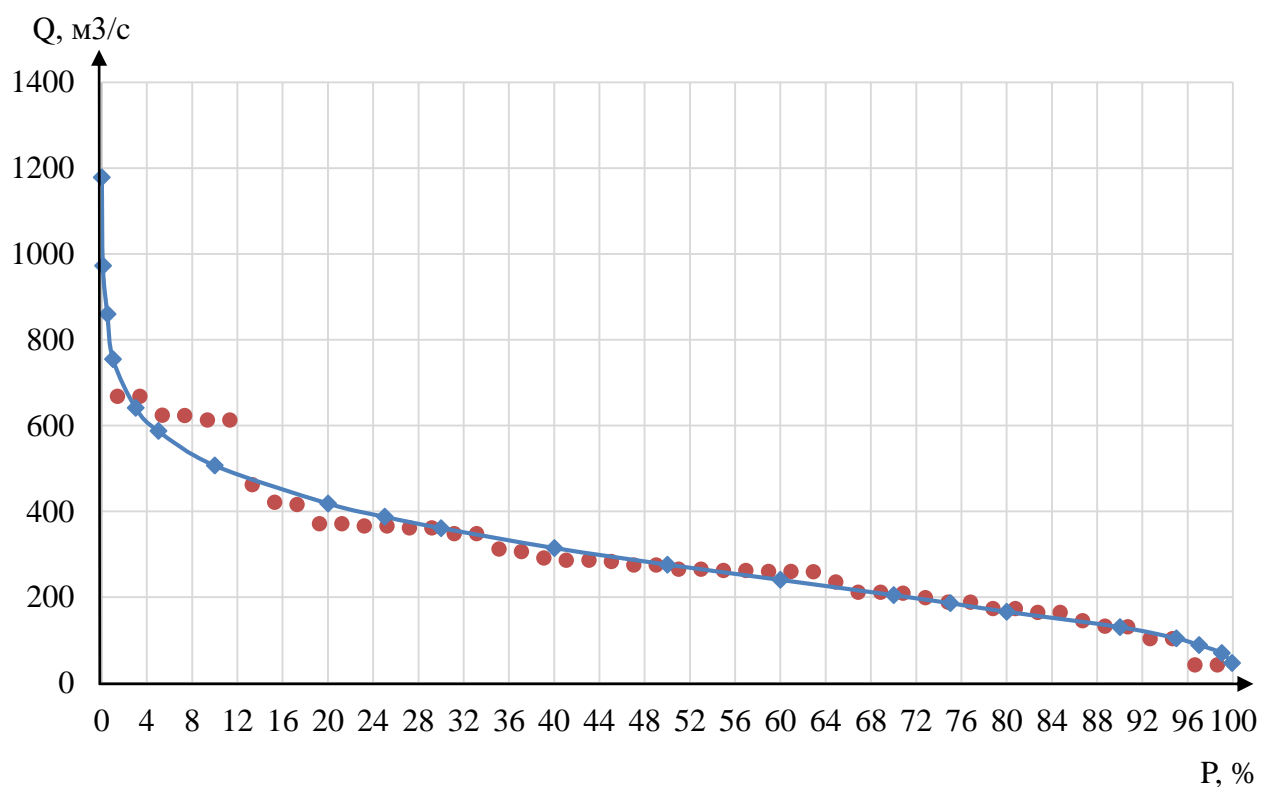


Рисунок 1.5 – График кривой обеспеченности среднегодовых расходов для P (0,01%)

2 Водно-энергетические расчёты и выбор установленной мощности

2.1 Гидрологические расчёты

2.1.1 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного лет при заданной обеспеченности

На рисунке 2.1 построен гидрограф по среднемесячным расходам из таблицы 1.6:

Qср.мес, м³/с

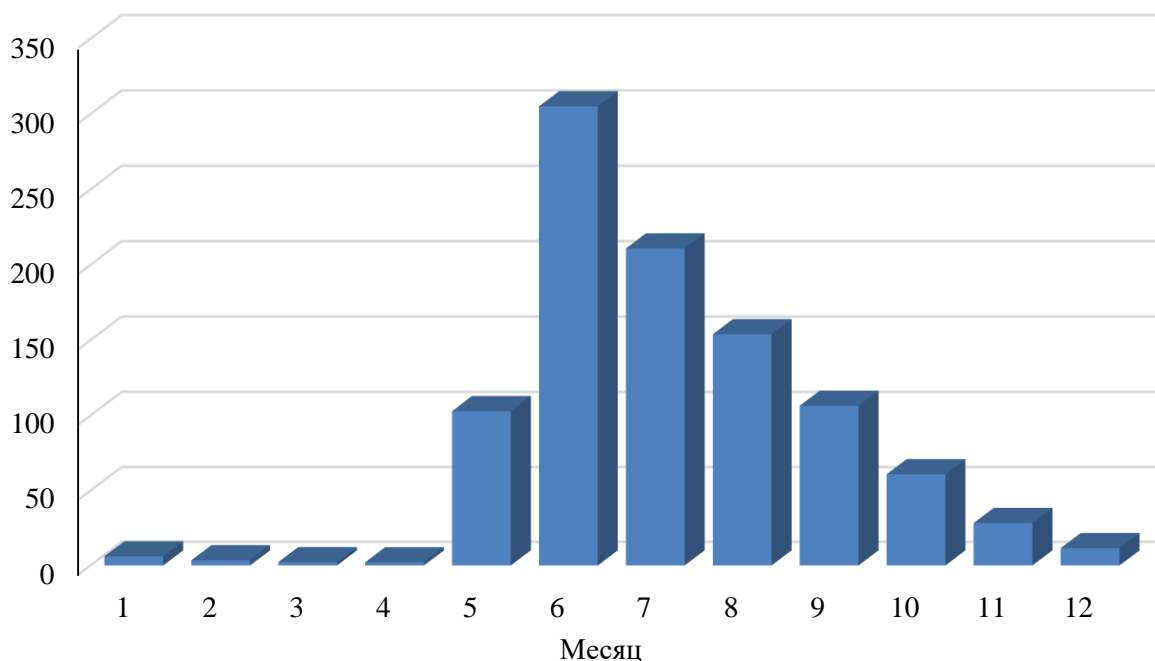


Рисунок 2.1 – Гидрограф среднемесячных расходов реки Ланковая

Вычисляются средние расходы за год, период межени и период половодья. Ранжируется каждая последовательность в порядке убывания и по формуле:

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

где m – порядковый номер года;

n – количество лет;

Выделяются цветом года, которые соответствуют обеспеченностям. Затем заносятся данные в таблицу 2.1:

$P = 90\%$ - маловодный год (зелёный) – 19;

$P = 50\%$ - средневодный год (голубой) – 19;

Таблица 2.1 – Обеспеченность по среднегодовым, среднеполоводным и среднемеженным расходам

п	Годы	Qср.год., м ³ /с	Годы	Qср.пол., м ³ /с	Годы	Qср.меж., м ³ /с	P, %
1	1948	114	1941	253	1988	29	2
2	1941	113	1978	252	1949	27	4
3	1978	113	1985	249	1951	26	6
4	1985	113	1948	248	1986	26	8
5	1988	112	1949	227	1989	24	10
6	1949	110	1951	227	1952	23	12
7	1951	110	1986	227	1963	23	14
8	1986	110	1988	227	1950	21	16
9	1967	103	1967	219	1967	20	18
10	1943	100	1943	217	1987	20	20
11	1980	99	1980	217	1974	19	22
12	1968	97	1953	215	1983	19	24
13	1947	96	1968	215	1945	18	25
14	1953	96	1975	210	1946	18	27
15	1975	96	1947	206	1965	18	29
16	1945	95	1984	206	1981	18	31
17	1984	95	1945	204	1943	17	33
18	1982	94	1982	203	1948	17	35
19	1950	92	1950	192	1961	17	37
20	1987	92	1987	191	1970	17	39
21	1974	88	1955	185	1982	17	41
22	1955	87	1970	185	1944	16	43
23	1970	87	1974	185	1947	16	45
24	1952	86	1952	174	1955	16	47
25	1963	85	1963	173	1966	16	49
26	1989	85	1962	171	1980	16	51
27	1965	81	1989	171	1985	16	53
28	1962	80	1972	170	1958	15	55
29	1972	79	1965	168	1969	15	57
30	1959	77	1959	164	1973	15	59
31	1958	76	1958	161	1975	15	61
32	1961	76	1961	157	1984	15	63
33	1954	74	1969	157	1941	14	65
34	1969	74	1954	156	1942	14	67
35	1942	72	1979	154	1954	14	69
36	1966	71	1942	153	1959	14	71
37	1979	71	1957	151	1962	14	73
38	1957	70	1966	147	1972	14	75
39	1944	66	1960	139	1978	13	76
40	1946	65	1944	135	1979	13	78
41	1981	65	1981	131	1940	12	80
42	1983	65	1946	130	1957	12	82
43	1960	64	1983	130	1968	12	84
44	1940	59	1940	124	1953	11	86
45	1977	58	1977	123	1971	11	88
46	1971	53	1956	110	1977	11	90

Окончание таблицы 2.1

n	Годы	Q _{ср.год.} , м ³ /с	Годы	Q _{ср.пол.} , м ³ /с	Годы	Q _{ср.меж.} , м ³ /с	P, %
47	1956	51	1971	110	1960	10	92
48	1964	51	1964	109	1956	9	94
49	1973	46	1973	89	1964	9	96
50	1976	43	1976	72	1976	7	98

Из данных приведённых в таблице 2.1 выбирается маловодный год с обеспеченностью P = 90%, в таблице он выделен зелёным цветом. Находится коэффициент приведения по формуле (данные расчетного года в таблице 2.2):

$$K_{П90\%} = \frac{Q_{П90\% \text{текущий}} (1956)}{Q_{П90\% \text{базовый}} (1971)} = \frac{110}{110} = 1,00, \quad (2.2)$$

где $Q_{П90\% \text{текущий}} (1956)$ – средний расход в текущем маловодном году;
 $Q_{П90\% \text{базовый}} (1971)$ – средний расход в базовом маловодном году.

Таблица 2.2 – Данные расчётного маловодного года P = 90%

Месяц	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	Q _{ср.год}
Исходные	2	83	143	128	112	86	38	23	6	5	3	1	53

Средневодный год в таблице 2.1 выделен голубым цветом, так как у нас не выпадает год на P = 50%, по коэффициенту приведения выбираем год в качестве расчётного:

Для 1963 года:

$$K_{П50\%} = \frac{Q_{П50\% \text{текущий}}}{Q_{П50\% \text{базовый}} (1963)} = \frac{172}{173} = 0,99, \quad (2.3)$$

$$K_{М50\%} = \frac{Q_{М50\% \text{текущий}}}{Q_{М 1963}} = \frac{16}{23} = 0,7, \quad (2.4)$$

Для 1962 года:

$$K_{П50\%} = \frac{Q_{П50\% \text{текущий}}}{Q_{П50\% \text{базовый}} (1962)} = \frac{172}{171} = 1,00, \quad (2.5)$$

$$K_{М50\%} = \frac{Q_{М50\% \text{текущий}}}{Q_{М 1962}} = \frac{16}{24} = 0,67, \quad (2.6)$$

где $Q_{П50\% \text{текущий}}$ – средний расход в текущем средневодном году;

$Q_{п50\%,\text{базовый}}$ – средний расход в базовом средневодном году;

$Q_{м50\%\text{текущий}}$ – средний расход в текущем среднемеженном году;

$Q_{м}$ – средний расход в базовом среднемеженном году.

По коэффициенту приведения выбираем год 1963 в качестве расчётного, так как он его коэффициент ближе к 1 (данные расчётного года в таблице 2.3).

Таблица 2.3 – Данные расчётного средневодного года $P = 50\%$

Месяц	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	$Q_{\text{ср.год}}$
Исходные	2	88	382	217	91	87	95	31	16	7	5	3	85
Приведённые	1	87	378	215	90	86	67	22	11	5	4	2	81
С коэффициентом	1	92	401	228	96	91	67	22	11	5	4	2	85

Из полученных данных строятся расчётные гидрографы средневодного $P = 50\%$ и маловодного $P = 90\%$ года. Гидрографы представлены на рисунке 2.2.

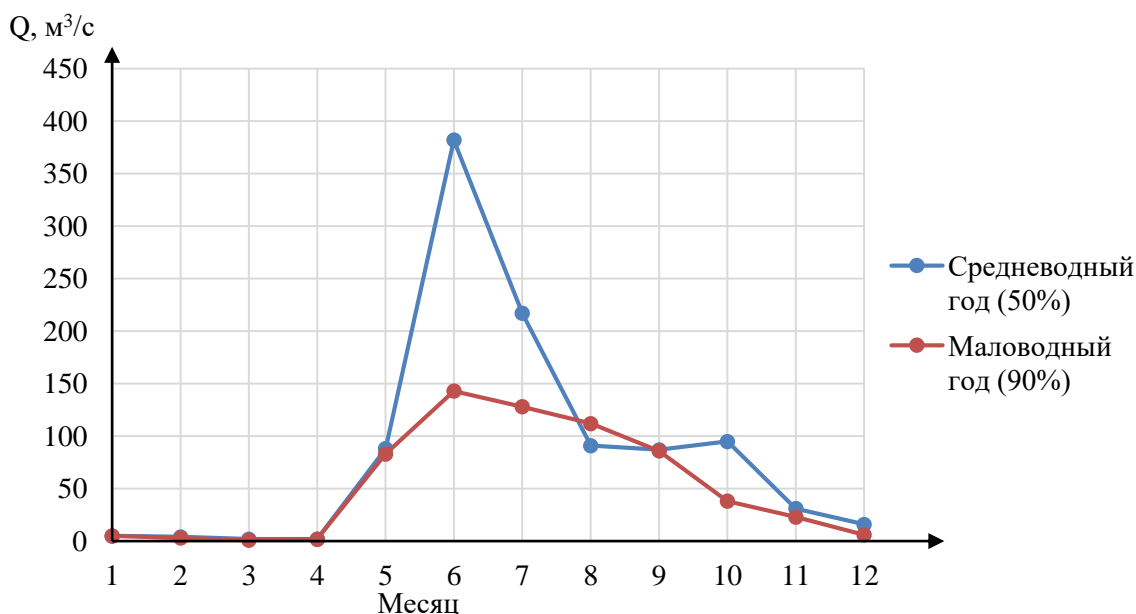


Рисунок 2.2 – Гидрографы средневодного и маловодного года.

2.1.2 Определение вида регулирования стока водохранилищем

Коэффициент зарегулированности стока определяет регулирование стока и рассчитывается по формуле:

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

где $V_{\text{пол}}$ – полезный объем водохранилища;

$W_{\text{ср. мн.}}$ – объем среднемноголетнего стока реки.

Если $\beta > 0,1$ регулирование считается годичным, если $\beta < 0,1$ – суточным.

$$W = \frac{\Sigma Q_{\text{год}}^{\text{ср}} \cdot t}{10^{-9}} = \frac{83 \cdot 365 \cdot 24 \cdot 3600}{10^{-9}} = 2,617 \text{ км}^3, \quad (2.8)$$

$$\beta = \frac{0,9}{2,617} = 0,34,$$

Исходя из полученных данных, регулирование стока получилось годовичным, так как $\beta > 0,1$.

2.2 Водно-энергетические расчёты режимов работы ГЭС

2.2.1 Расчёт режима работы ГЭС с учётом требований санитарного попуска без регулирования

Для дальнейшего расчёта используем данные из таблиц 1.7 и 1.8:

Формулы, используемые для расчётов:

1) находим сумму всех потерь по следующей формуле:

$$\sum Q_{\text{пот}} = Q_{\text{исп}} + Q_{\text{льдообр}} + Q_{\text{ф}} + Q_{\text{шлюз}}, \quad (2.9)$$

где $Q_{\text{исп}}$ – потери расхода на испарения;

$Q_{\text{льдообр}}$ – потери расхода на льдообразование;

$Q_{\text{ф}}$ – фильтрационные потери;

$Q_{\text{шлюз}}$ – потери расхода на шлюзование.

2) полезный расход считаем по следующей формуле:

$$Q_{\text{п}i} = Q_i - \sum Q_{\text{пот}i}, \quad (2.10)$$

где Q_i – расход средневодного года в i месяц;

$\sum Q_{\text{пот}i}$ – суммарные потери в i месяц.

3) расход в НБ считаем по формуле:

$$Q_{\text{нб}i} = Q_i + Q_{\text{ф}}, \quad (2.11)$$

где Q_i – смотреть в формуле (2.11);

$Q_{\text{ф}}$ – смотреть в формуле (2.10).

4) отметка ВБ, принимается отметкой НПУ;

5) отметка НБ, рассчитывается с помощью кривой полинома по зиме и лету (рисунок 1.5);

6) напор, считается по формуле:

$$H_i = Z_{\text{вб}i} - Z_{\text{нб}i} - \Delta h, \quad (2.12)$$

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

7) мощность ГЭС, считается по формуле:

$$N_{гэс i} = \frac{k_N \cdot Q_{п i} \cdot H_i}{1000}, \quad (2.13)$$

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

8) мощность сан попуска, считается по следующей формуле:

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

где $Q_{сан i}$ – расход сан попуска в выбранный месяц;
 H_i – смотреть в формуле (2.14);
 k_N – коэффициент мощности.

9) гарантированная мощность, считается по формуле:

$$\Delta N_i = N_{гэс i} - N_{сан i}, \quad (2.15)$$

где $N_{гэс i}$ – смотреть в формуле (2.14);
 $N_{сан i}$ – смотреть в формуле (2.15).

10) выработка, считается по формуле:

$$\Delta Э_i = \Delta N_i \cdot 24, \quad (2.16)$$

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

Полученные данные по расчётам заносим в таблицу 2.4.

Таблица 2.4 – Расчёты режима работы, проектируемой ГЭС без регулирования

Параметры	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{быт90\%}$, M^3/c	5	3	1	2	83	143	128	112	86	38	23	6
$Q_{вхк}$, M^3/c	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
$Q_{исп}$, M^3/c	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0	0
$Q_{лёд}$, M^3/c	-1	-1	0	1	1	1	1	1	1	-1	-1	-1
$Q_{фил.}$, M^3/c	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Окончание таблицы 2.4

Параметры	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{шлюз}}, \text{М}^3/\text{с}$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$\sum Q_{\text{пот.}}, \text{М}^3/\text{с}$	0	0	1	2	3	3	3	3	3	0	0	0
$Q_{\text{пол.быт}}, \text{М}^3/\text{с}$	5	3	0	0	80	140	125	109	83	38	23	6
$Z_{\text{вб}}, \text{М}$	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96
$Z_{\text{нб}}, \text{М}$	71	71	71	71	71	72	72	72	71	71	71	71
$N_{\text{быт}}, \text{МВт}$	0,7	0,2	0,0	0,2	16,2	27,1	24,5	21,6	16,8	7,0	4,1	0,9
$N_{\text{вхк}}, \text{МВт}$	7,2	7,2	7,4	7,4	7,0	6,7	6,8	6,9	7,0	6,9	6,9	7,0
$N_{\text{быт}} - N_{\text{вхк}}$	- 6,50	- 6,92	-7,4	-7,2	9,3	20,3	17,7	14,7	9,8	0,1	-2,8	-6,3
$Z_{\text{нб}}, \text{М}$	71	71	71	71	71	72	72	72	71	71	71	71

Целью данного расчёта является нахождение примерного значения ΔN для дальнейшего облегчения расчёта этапов ВЭР.

2.2.2 Водно-энергетические расчёты режимов работы ГЭС

Целью дальнейшего расчёта ВЭР является расчёт и составление сработки – наполнения водохранилища проектируемой ГЭС для каждого месяца, так же для построения баланса энергии.

Для начала нужно найти значение гарантируемой мощности, проектируемой ГЭС, для это оно рассматривается в самые загруженные месяца, такие как январь или декабрь. Для этого находится наиболее возможная максимальная мощность при заданных расходах.

Затем находится и строится линия гарантированной мощности. Значение этой линии отличается от значений каждого месяца.

Мощность, которую можно распределить в месяцы регулирования, рассчитывается по формуле:

$$N_{\text{быт}} - N_{\text{вхк}} = 35 \text{ МВт}, \quad (2.17)$$

Далее для расчёта сработки – наполнения водохранилища используются следующие значения и формулы:

- 1) $Q_{\text{быт}}, Q_{\text{потер}}, Q_{\text{ф}}, Q_{\text{полез}}$, заполняются из таблицы 2.4;
- 2) сработка водохранилища начинается при $V_{\text{вдхр}} = V_{\text{нпу}}, Z_{\text{вб}} = Z_{\text{нпу}}$, суть данного расчёта заключается в том, что в конце сработки значение отметки и объёма должны вернуться в значения при НПУ;
- 3) ΔV за определённый месяц, считается по формуле:

$$\Delta V = \frac{2592000 \cdot Q_{\text{вдхр}}}{10^{-9}}, \quad (2.18)$$

где $Q_{\text{вдхр}}$ – расход водохранилища.

4) отметки для ВБ и НБ рассчитываются по кривым полинома $Z_{ВБ}=f(V_{ВДХР})$ и $Z_{НБ}=f(Q)$ соответственно;

5) напор вычисляется по следующей формуле:

$$H_i = Z_{ср i} - Z_{к i} - \Delta h, \quad (2.19)$$

где $Z_{ср i}$ – средняя отметка ВБ;

$Z_{к i}$ – конечная отметка ВБ.

6) $N_{ГЭС}$ – находим по формуле (2.14).

Результаты данных расчётов сработки – наполнения представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Сработка – наполнение проектируемой ГЭС

Месяц	Qбыт, м³/с	Потери, м³/с			Расходы, м³/с					
		Qисп.	Qлед.	Qфил.	Qпол.	Qвдхр.	Qвхк.	Qтурб.	Qхол.	Qнб
11	23	0	1	1	21	35	35	56	0	57
12	6	0	1	1	4	106	35	110	0	111
1	5	0	1	1	3	114	35	117	0	118
2	3	0	1	1	1	58	35	59	0	60
3	1	0	0	1	0	34	35	34	0	35
4	2	0	-1	1	2	32	35	34	0	35
5	83	1	-1	1	82	-48	35	34	0	35
6	143	1	-1	1	142	-108	35	34	0	35
7	128	1	-1	1	127	-93	35	34	0	35
8	112	1	0	1	110	-76	35	34	0	35
9	86	1	0	1	84	-50	35	34	0	35
10	38	0	0	1	37	-3	35	34	0	35

Продолжение таблице 2.5

Месяц	Объёмы, км³			Отметки, м				Nгэс, м	Nгэс, МВт	Nгар., МВт
	Vнач.	ΔV	Vкон.	Zнач(ВБ)	Zср(ВБ)	Zкон(ВБ)	Z(НБ)			
11	2,300	0,091	2,209	90,34	90,22	90,09	71,28	19	9	9
12	2,209	0,275	1,935	90,09	89,67	89,25	71,53	18	18	18
1	1,935	0,295	1,639	89,25	88,70	88,14	71,57	17	18	18
2	1,639	0,150	1,489	88,14	87,81	87,48	71,29	17	9	9
3	1,489	0,087	1,402	87,48	87,27	87,06	71,17	16	5	ВХК
4	1,402	0,082	1,320	87,06	86,85	86,64	71,17	16	5	ВХК
5	1,320	-0,124	1,444	86,64	86,96	87,27	71,17	16	5	ВХК
6	1,444	-0,279	1,723	87,27	87,88	88,48	71,17	17	5	ВХК
7	1,723	-0,241	1,964	88,48	88,92	89,35	71,17	18	5	ВХК
8	1,964	-0,198	2,162	89,35	89,66	89,96	71,17	18	5	ВХК
9	2,162	-0,130	2,292	89,96	90,14	90,32	71,17	19	6	ВХК
10	2,292	-0,008	2,300	90,32	90,33	90,34	71,17	19	6	ВХК

Результатом данного расчёта является график зависимости изменения отметок водохранилища от времени (рисунок 2.3)

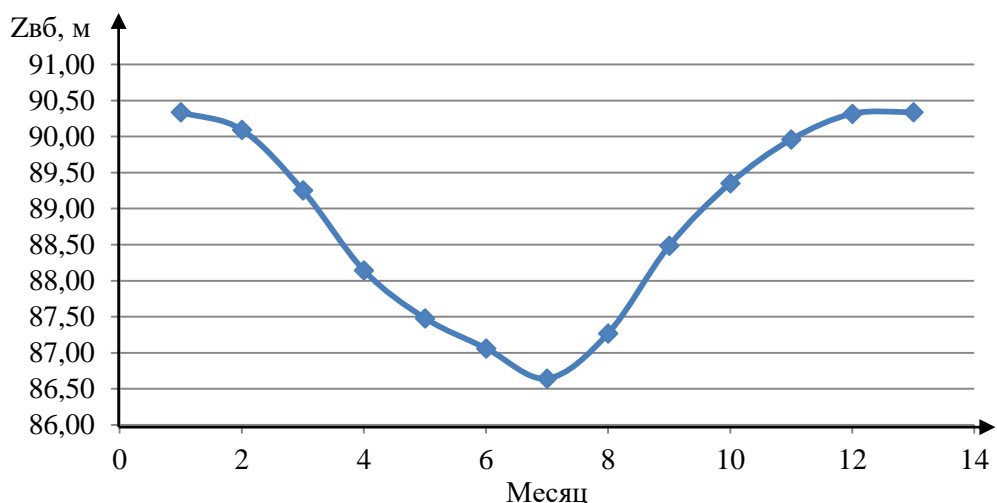


Рисунок 2.3 – График зависимости изменения отметок водохранилища

Максимальная мощность достигается в декабре и январе, это максимальная гарантированная мощность, которую проектируемая станция может выдать.

Расчёт сработки – наполнения позволил определить значение отметки уровня мёртвого объёма и полезный объём водохранилища:

$$Z_{\text{УМО}} = 86,64 \text{ м};$$

$$V_{\text{ПОЛ}} = 0,9 \text{ км}^3.$$

В ноябре, декабре, январе и феврале происходит сработка водохранилища. В другие же месяца станция работает по водотoku, в эти месяца максимальная мощность станции не может быть достигнута, так как идёт наполнение водохранилища.

2.3 Баланс мощности

Для построения баланса мощности необходимо знать рабочие мощности существующих станций за каждый месяц. В данном случае это Усть-Среднеканская ГЭС.

Далее рассчитываются данные приращения мощности и выработки для построения ИКН.

Для примера, приведены выполненные операции для января. Расчёты для построения ИКН даны в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Расчёт ИКН (Январь)

Час	P_i , МВт	P_p , МВт	dP , МВт	t , час	$dЭ$, млн. кВт·ч	ΣP , МВт	$\Sigma Э$, млн. кВт·ч
0:00:00	166	250	4,7	1	4,7	4,7	0,005
1:00:00	156	245	1,7	2	3,4	6,4	0,008
2:00:00	152	244	1,9	3	5,7	8,3	0,014
3:00:00	145	242	3,7	4	14,9	12,0	0,029

Окончание таблицы 2.6

Час	P _i , МВт	P _p , МВт	dP, МВт	t, час	dЭ, млн. кВт·ч	ΣP, МВт	ΣЭ, млн. кВт·ч
4:00:00	152	238	1,0	5	5,2	13,1	0,034
5:00:00	156	237	1,6	6	9,7	14,7	0,044
6:00:00	165	235	0,9	7	6,1	15,6	0,050
7:00:00	184	234	3,8	8	30,7	19,4	0,081
8:00:00	214	231	1,9	9	16,8	21,3	0,097
9:00:00	242	229	2,0	10	20,2	23,3	0,118
10:00:00	238	227	2,0	11	22,3	25,3	0,140
11:00:00	231	225	5,3	12	63,1	30,6	0,203
12:00:00	219	219	2,6	13	33,3	33,2	0,236
13:00:00	225	217	2,6	14	35,7	35,7	0,272
14:00:00	234	214	14,3	15	214,5	50,0	0,487
15:00:00	229	200	15,9	16	254,0	65,9	0,741
16:00:00	227	184	18,3	17	311,5	84,2	1,052
17:00:00	245	166	1,1	18	19,8	85,3	1,072
18:00:00	250	165	9,1	19	172,9	94,4	1,245
19:00:00	244	156	0,1	20	1,0	94,5	1,246
20:00:00	235	156	3,3	21	69,3	97,8	1,315
21:00:00	237	152	0,0	22	0,0	97,8	1,315
22:00:00	217	152	7,5	23	172,5	105,3	1,488
23:00:00	200	145	144,8	24	3474,0	250,0	4,962

Значение выработки существующей ГЭС:

$$Э_{\text{сущ среднесут}} = 1,2 \text{ млн кВт} \cdot \text{ч.}$$

На рисунке 2.4, представленном ниже,

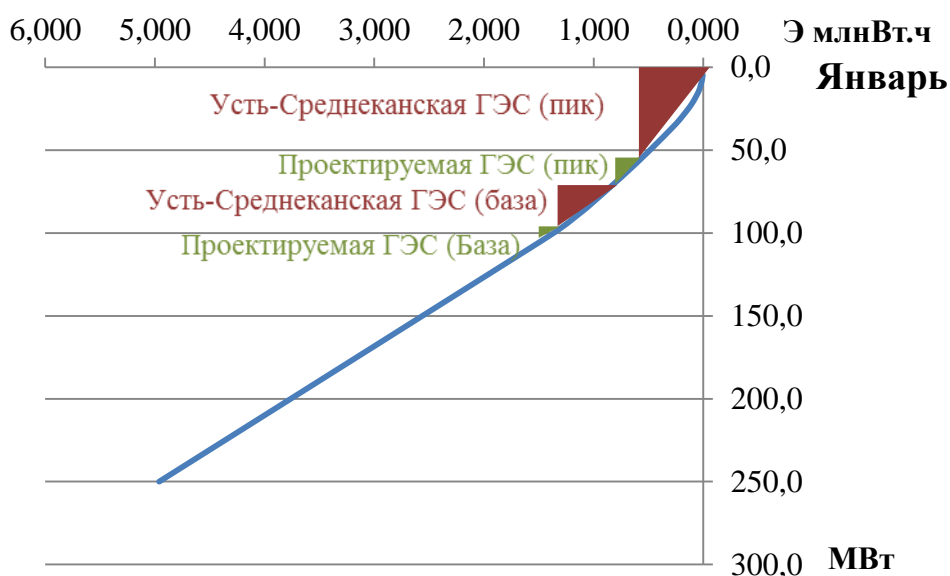


Рисунок 2.4 – ИКН январь

Далее строится баланс мощности для января (рисунок 2.5). На нём изобразятся мощности.

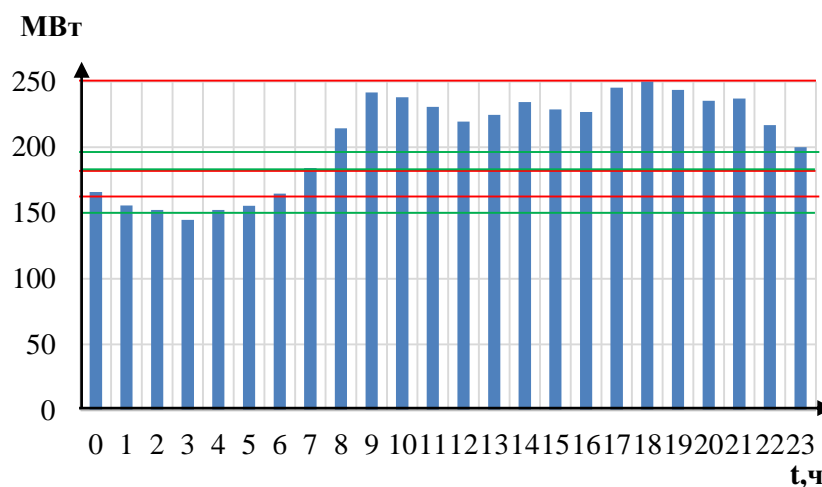


Рисунок 2.5 – Баланс мощности для января

На рисунке 2.5 расположение зон существующей ГЭС и проектируемой, аналогично рисунку 2.4.

Такие расчёты проводятся для каждого месяца, таблицы и кривые ИКН даны в приложениях (Приложения А, таблица А.1, рисунки А.1 – А.2)

2.4 Резервы мощности энергосистемы. Вычисление установленной мощности, проектируемой ГЭС

Различают три вида резерва: аварийный, нагрузочный и ремонтный.

1) нагрузочный резерв составляет 3% от максимальной мощности нашей энергосистемы. Такой вид присутствует у проектируемой и существующей ГЭС.

2) аварийный резерв составляет 7% от максимальной мощности нашей энергосистемы. Данный вид резерва присутствует не только у ГЭС, а также у ТЭС и АЭС.

3) ремонтный резерв, служит для планирования ремонтов у ГЭС и ТЭС. Ремонты происходят в период свободной мощности, т.е. когда энергосистема не нагружена по максимуму.

Находится ремонтную площадь у существующей ГЭС (Усть-Среднеканской ГЭС):

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{N_{\text{раб}}^{\text{пл}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{81}{6} = 13,5 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}, \quad (2.20)$$

где $N_{\text{раб}}^{\text{пл}}$ – планируемая рабочая мощность существующей ГЭС.

Находится ремонтный резерв у проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{проект.}} = \frac{N_{\text{раб}}^{\text{плГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{24}{6} = 4 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}, \quad (2.21)$$

где $N_{\text{раб}}^{\text{плГЭС}}$ – планируемая рабочая мощность планируемой ГЭС.

Капитальный ремонт оборудования ТЭС планируется, исходя из расчёта остановок агрегата на период ремонта, в среднем 1 раз в 2 года.

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \frac{N_{\text{max}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{135}{6} = 22 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}, \quad (2.22)$$

С помощью данных формул, рассчитывается для всех месяцев нагрузочный резерв. Ремонтный и аварийный только для выбранных месяцев, после исхода и полученных данных строится баланс мощности и резервы на рисунке 2.6.

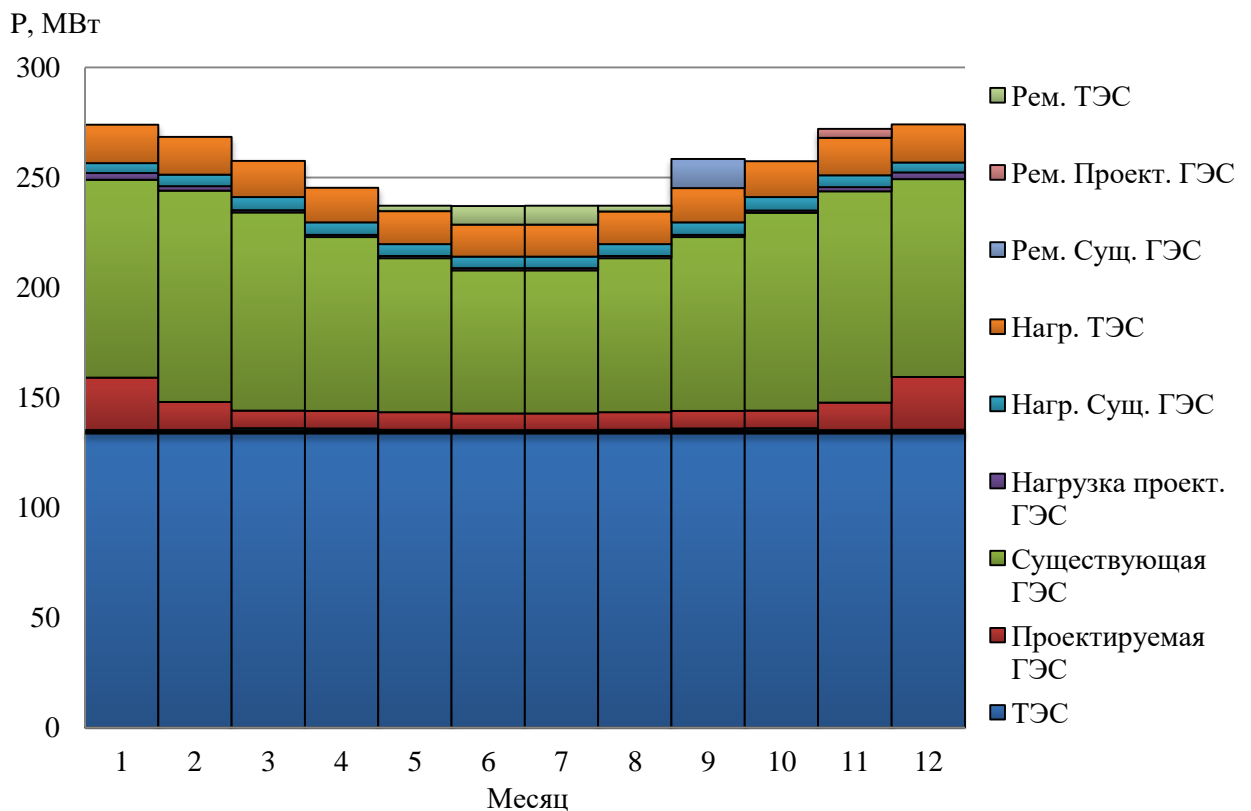


Рисунок 2.6 – Баланс мощности и резервы

Исходя и полученных данных находится установленная мощность проектируемой ГЭС:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{раб}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{рез}}^{\text{ГЭС}} = 24 + 3 = 27 \text{ МВт}, \quad (2.23)$$

2.5 Режимное поле

Режимное поле необходимо для того, чтобы определить допустимую зону работы проектируемой станции (рисунок 2.7).

Для построения данных линий используется формула:

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

Отметки уровня водохранилища проектируемой станции изменяются от НПУ до УМО, а на отметку уровня воды в нижнем бьефе влияет расход; Строится линии ограничения:

- 1) линия ограничения по расчётной установленной мощности, рассчитывается по формуле (2.14). Зависит от напора.
- 2) линия ограничения по пропускной способности проектируемой станции рассчитывается по формуле:

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

где Q_{max} – максимальная пропускная способность станции при $H_{расч}$.

- 3) ограничение слева на графике рассчитывается по санитарному попуску (таблица 1.8).

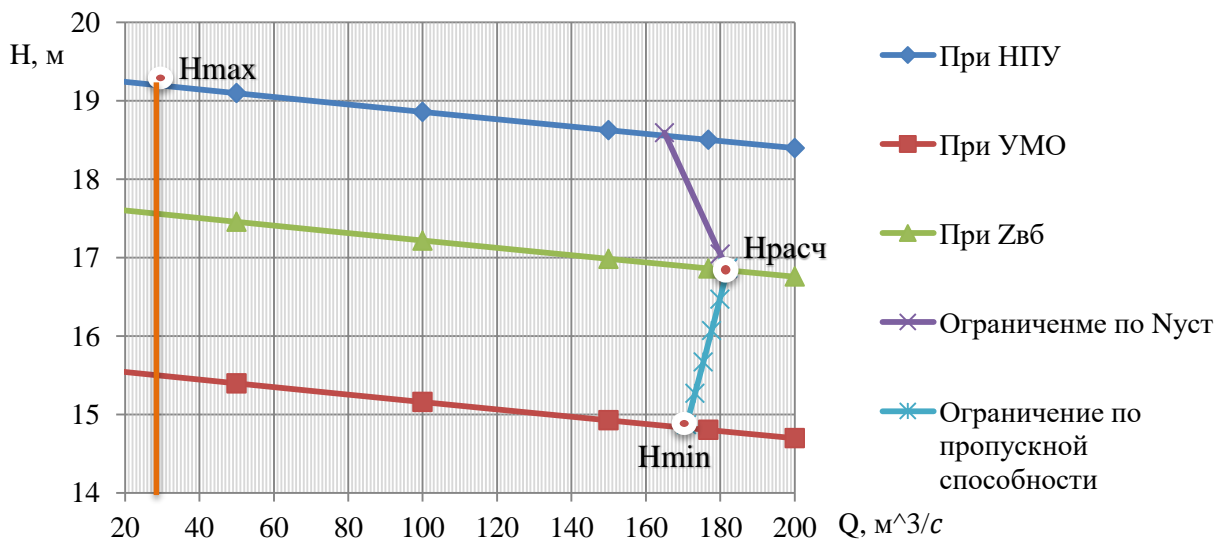


Рисунок 2.7 – Режимное поле

По данным из режимного поля делаем следующие выводы:

- 1) максимальный напор проектируемой станции $H_{MAX}=19,34$ м;
- 2) расчётный напор проектируемой станции $H_{расч}= 16,87$ м;
- 3) минимальный напор проектируемой станции $H_{MIN}=13,93$ м.

3 Основное и вспомогательные оборудование

3.1 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

3.1.1 Выбор типа гидротурбины

В выборе оборудования с использованием главной универсальной характеристики главное подобрать такие варианты диаметра рабочего колеса, далее D_1 и синхронную частоту $n_{\text{синх}}$, при которых в области режимов работы по напору и расходу воды, проектируемая ГЭС имела, и работа с наибольшим КПД. Так же при всех выше перечисленных параметрах, должна иметь минимальное заглубление рабочего колеса и количество устанавливаемых агрегатов.

Из данных режимного поля на рисунке 2.7, был выбран тип гидротурбин ПЛ20 – В и ПЛ20 – ГК.

Параметры данных турбин приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Параметры моделей гидротурбин

Параметр	ПЛ20 – В	ПЛ20 – ГК
$H_{\text{пред}}, \text{ м}$	20	20
$H_{\text{min}}/H_{\text{max}}$	0,5	0,5
$n'_{\text{opt}}, \text{ мин}^{-1}$	150	155
$Q'_{\text{opt}}, \text{ л/с}$	1160	1580
$\eta_{\text{м opt}}$	0,920	0,918
$Q_{\text{max}}, \text{ л/с}$	2000	2750
$D'_{1\text{м}}, \text{ м}$	0,5	0,46
$H_{\text{мод}}, \text{ м}$	10	3
$t_{\text{мод}}, ^\circ\text{C}$	20	18
$v_{\text{мод}} \cdot 10^{-6}, \text{ м}^2/\text{с}$	1,3	1,3

3.1.2 Выбор номинального диаметра гидротурбин

Для выбора диаметра рабочего колеса сначала были выполнены основные расчёты для стандартных значений диаметров D_1 .

Для каждого из представленных диаметров был произведён расчёт по следующим параметрам:

- 1) мощность в расчётной точке:

$$N_a = 9,81 \cdot Q'_{\text{Ip}} \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_{\text{т}} \cdot \eta_{\text{г}}, \quad (3.1)$$

где Q'_{Ip} - приведенный расход в расчетной точке;
 $\eta_{\text{т}}$ - КПД натурной турбины;
 $\eta_{\text{г}}$ - КПД генератора. Принимаем $\eta_{\text{г}}=0,97$.

2) КПД на натурной турбине:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \sqrt[5]{\frac{D_{1\text{мод}}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_{\text{мод}}}{H_p}} \cdot \sqrt[5]{\frac{v_H}{v_{\text{мод}}}} \right), \quad (3.2)$$

где η_M - КПД модельной турбины;

H_p - расчетный напор натурной гидротурбины;

D_1 - диаметр натурной турбины;

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

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

$v_H, v_{\text{мод}}$ - коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины, которые зависят от температуры воды для натуральных и модельных условий; v_H при средней температуре воды в году 10°C составляет $1,3 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$;

ε - коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям ($\varepsilon=0,75$).

3) количество агрегатов для выбранного диаметра:

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

где $N_{\text{уст}}$ - установленная мощность ГЭС ($N_{\text{уст}}=27000 \text{ кВт}$);

$N_{\text{а}}$ - мощность одного агрегата.

4) поправка КПД:

$$\Delta_1 = \frac{\eta_H}{\eta_M}, \quad (3.4)$$

где η_H - КПД натурны;

η_M - КПД модели.

5) частота вращения гидротурбины (с последующим округлением до ряда стандартных значений частоты):

$$n' = \frac{n'_{I_p} \sqrt{\Delta_1 \cdot H_p}}{D_1}, \quad (3.5)$$

где n'_{I_p} - приведённая частота в расчётной точке;

Δ_1 - смотреть в формуле (3.4);

H_p - расчётный напор;

D_1 - диаметр рабочего колеса.

б) приведённые частоты вращения (максимальная, расчётная, минимальная):

$$n'_{I\max} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_{\min})^{0.5}} ; \quad (3.6)$$

$$n'_{I\text{ расч}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_p)^{0.5}} ; \quad (3.7)$$

$$n'_{I\min} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_{\max})^{0.5}} , \quad (3.8)$$

где $n_{\text{синх}}$ – синхронная частота вращения;
 H_{\max} – максимальный напор проектируемой станции;
 H_p – расчётный напор проектируемой станции;
 H_{\min} – минимальный напор проектируемой станции;
 Δ_1 – смотреть в формуле (3.4);
 D_1 – смотреть в формуле (3.5).

7) произведение приведённого расхода на КПД в расчётной точке:

$$Q'_p \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{Г\text{ ср}}} , \quad (3.9)$$

где n_T – частота вращения гидротурбины;
 H_p – расчётный напор проектируемой станции;
 Q'_p – расход в расчётной точке;
 D_1 – смотреть в формуле (3.5);
 n_T – смотреть формулу (3.1).

Левая часть формулы (3.9) определяется методом подбора точки, которая будет обеспечивать выполнение указанного равенства.

8) ограничение по генератору:

$$Q'_p \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{\max}^{1,5} \cdot \eta_{Г\text{ ср}}} , \quad (3.10)$$

где n_T – смотреть в формуле (3.9);
 H_{\max} – смотреть в формуле (3.8);
 Q'_p – смотреть в формуле (3.9);
 D_1 – смотреть в формуле (3.5);
 n_T – смотреть формулу (3.1).

9) приведённые расходы считаются по следующим формулам:

$$Q'_p = \frac{Q_{\min}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\min} \cdot \Delta}}; \quad (3.11)$$

$$Q'_p = \frac{Q_{\min}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\max} \cdot \Delta}}, \quad (3.12)$$

где Q'_p – смотреть в формуле (3.9);

D_1 – смотреть в формуле (3.5);

H_{\max} – смотреть в формуле (3.8);

Δ_1 – смотреть в формуле (3.4);

Q_{\min} – минимальный расход проектируемой станции;

H_{\min} – смотреть в формуле (3.8).

Расчёты для выбранных диаметров из ряда стандартных для ПЛ20 – В и ПЛ20 – ГК, представлены в таблицах 3.2 и 3.3.

Таблица 3.2 - Расчёт параметров для гидротурбины ПЛ20 – В

Параметры	Диаметры D_1 , м								
	2,36	2,5	2,65	2,8	3	3,15	3,35	3,55	3,75
$\eta_{\text{турб}}$	0,887	0,887	0,887	0,888	0,888	0,888	0,888	0,888	0,888
$N_{\text{агр}}, \text{МВт}$	5,994	6,727	7,560	8,442	9,693	10,689	12,091	13,581	15,157
Za'	4,505	4,013	3,571	3,198	2,785	2,526	2,233	1,988	1,781
Za	6	4	4	4	3	3	3	2	2
$N_{\text{агр}}, \text{МВт}$	4,5	6,75	6,75	6,75	9	9	9	13,5	13,5
$m(\Delta_1)$	1,008	1,008	1,008	1,009	1,009	1,009	1,009	1,009	1,010
nc'	255,11	240,84	227,23	215,08	200,76	191,22	179,82	169,71	160,67
$n_{\text{синхр}}$	300	250	250	250	214	200	187,5	187,5	187,5
$n1 \cdot H_{\max}$	160,4	141,5	150,0	158,5	145,3	142,6	142,2	150,7	159,1
$n1 \cdot H_p$	171,7	151,5	160,6	169,7	155,6	152,7	152,2	161,3	170,4
$n1 \cdot H_{\min}$	188,9	166,8	176,8	186,8	171,3	168,0	167,5	177,5	187,5
$Q1 \cdot \eta_p$	1,351	1,806	1,607	1,439	1,672	1,516	1,341	1,791	1,605
$Q1 \cdot \eta_{\max}$	1,100	1,471	1,309	1,173	1,362	1,235	1,092	1,459	1,307
Q_{\max}	722	643	572	513	446	405	358	319	286
Q_{\min}	850	758	674	604	526	477	422	376	337

Таблица 3.2 – Расчёт параметров для гидротурбины ПЛ20 – ГК

Параметры	Диаметры D_1 , м								
	1,6	1,8	1,9	2	2,12	2,24	2,36	2,5	2,65
$\eta_{\text{турб}}$	0,869	0,870	0,870	0,870	0,870	0,870	0,871	0,871	0,871
$N_{\text{агр}}, \text{МВт}$	2,700	3,418	3,810	4,222	4,745	5,298	5,882	6,602	7,420
Za'	10,001	7,898	7,087	6,395	5,690	5,096	4,590	4,090	3,639
Za	10	8	8	8	6	6	6	6	4
$N_{\text{агр}}, \text{МВт}$	2,7	3,375	3,375	3,375	4,5	4,5	4,5	4,5	6,75
$m(\Delta_1)$	1,011	1,011	1,011	1,012	1,012	1,012	1,012	1,012	1,013
nc'	407,77	362,55	343,50	326,36	307,92	291,45	276,66	261,19	246,43
$n_{\text{синхр}}$	428	375	375	333,3	333,3	300	300	300	250
$n1 \cdot H_{\max}$	154,9	152,6	161,1	150,7	159,7	151,9	160,0	169,5	149,7

Окончание таблицы 3.2

Параметры	Диаметры D ₁ , м								
	1,6	1,8	1,9	2	2,12	2,24	2,36	2,5	2,65
n ¹ ·H _p	165,8	163,4	172,5	161,4	171,0	162,6	171,3	181,5	160,3
n ¹ ·H _{min}	182,5	179,8	189,8	177,6	188,2	179,0	188,5	199,7	176,4
Q ¹ ·η _p	1,804	1,782	1,599	1,443	1,713	1,534	1,382	1,232	1,644
Q ¹ ·η _{max}	1,470	1,452	1,303	1,176	1,395	1,250	1,126	1,003	1,340
Q _{max}	1568	1239	1112	1003	893	800	720	642	571
Q _{min}	1848	1460	1310	1182	1052	942	849	756	673

Далее сравниваются различные гидротурбины по следующим параметрам:

- 1) Максимальный КПД в расчётной точке;
- 2) Оптимальная зона работы для турбины;
- 3) Малое количество агрегатов.

По проведённым расчётам построена зона работы этих турбин, на основе которых была выбрана гидротурбина ПЛ20 – В – 315. Данная гидротурбина с указанным диаметром рабочего колеса, выбрана по наилучшим показателям критериев указанных выше. Она имеет наибольшее КПД среди других гидротурбин, так же имеет оптимальную зону работы, когда у ПЛ20 – ГК и вовсе не попадает расчётная точка в зону работы. Так же имеет наиболее оптимальное количество устанавливаемых агрегатов.

Данные зоны работы приведены в приложениях (приложение Б, рисунки Б.1 – Б.2), так же ГЭС аналоги приведены в приложениях (приложение Б, рисунки Б.3 – Б.6).

3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины для обеспечения безкавитационной работы

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

$$\nabla Z_{p.k.} = Z_{нб}(Q_{нб}) + H_s, \quad (3.13)$$

где $Z_{нб}(Q_{нб})$ – отметка уровня воды в НБ при расходе;
 H_s – высота отсасывания.

Расчётное значение высоты отсасывания наиболее благоприятно с точки зрения кавитации режима работы гидротурбины.

Наиболее опасными являются три режима работы, такие как:

- 1) для максимального напора и номинальной мощности;
- 2) для расчётного напора и номинальной мощности;
- 3) для минимального напора и мощности линии ограничения.

Высота отсасывания считается по формуле:

$$H_s = 10,33 - \frac{Z_{нб}(Q_{нб})}{900} - \sigma \cdot H - \Delta H_s + \Delta Z_{x.пл}, \quad (3.14)$$

где ΔH_s – дополнительное заглубление рабочего колеса.

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

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

$\Delta Z_{х.пл.}$ – разность высотных отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин, для осевых вертикальных ПЛ-турбин $\Delta Z_{х.пл.}=0$.

По формуле (3.14) рассчитана высота отсасывания:

При H_{max} :

$$H_s = 10,33 + \frac{(57,6)}{900} - 0,49 \cdot 19,34 - 1,5 = -0,726 \text{ м};$$

При H_p :

$$H_s = 10,33 + \frac{(68,5)}{900} - 0,7 \cdot 16,87 - 1,5 = -3,058 \text{ м};$$

При H_{min} :

$$H_s = 10,33 + \frac{(58,5)}{900} - 0,65 \cdot 13,93 - 1,5 = -0,303 \text{ м};$$

Далее рассчитаны отметки установки рабочего колеса для каждой высоты отсасывания:

$$Z_{PK}(H_{min}) = 71,8 - 0,303 = 71,5 \text{ м};$$

$$Z_{PK}(H_{расч}) = 72,8 - 3,058 = 69,74 \text{ м};$$

$$Z_{PK}(H_{max}) = 74,3 - 0,726 = 73,57 \text{ м};$$

Из полученных значений выбрана минимальная отметка установки рабочего колеса проектируемой ГЭС $Z_{PK} = 69,74 \text{ м}$.

3.3 Гидромеханический расчёт и построение бетонной спиральной камеры и определение её геометрических размеров проточной части

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

1) равномерное распределение расхода на рабочее колесо по окружности направляющего аппарата. Обеспечивается если в радиальном сечении одинаковые радиальные составляющие v_r .

2) одинаковая закрутка потока перед направляющим аппаратом, т.е. $v_{\omega}r = \text{const}$, где v_{ω} – окружная составляющая скорости; r – радиус расположения точки.

3) размеры радиальных сечений спиральной камеры должны быть такими, чтобы средние скорости потока не превышали предельных значений.

По чертежу проточной части модельной гидротурбины определены основные геометрические размеры. Модельная часть гидротурбины приведена в приложении (приложение Б, рисунок Б.7).

Расчёты производятся по следующим формулам:

1) наружный диаметр входного сечения:

$$R_{\text{вх}} = 1,63 \cdot D_1 = 5,13 \text{ м}, \quad (3.15)$$

2) диаметр расположения входных кромок статора:

$$D_a = 4,92 \text{ м},$$

$$r_a = \frac{D_a}{2} = \frac{4,92}{2} = 4,92 \text{ м}, \quad (3.16)$$

3) диаметр расположения выходных кромок статора:

$$D_b = 4,3 \text{ м},$$

$$r_b = \frac{D_b}{2} = \frac{4,3}{2} = 4,92 \text{ м}, \quad (3.17)$$

4) полный расход через турбину при расчётных значениях:

$$Q_0 = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{\text{онм}}}, \quad (3.18)$$

$$Q_0 = \frac{9000}{9,81 \cdot 16,87 \cdot 0,92} = 59,1 \frac{\text{м}^3}{\text{с}},$$

5) расход через входное сечение спиральной камеры:

$$Q_{\text{вх}} = \frac{Q_0 \cdot \varphi}{360}, \quad (3.19)$$

$$Q_{\text{вх}} = \frac{59,1 \cdot 210}{360} = 34,46 \frac{\text{м}^3}{\text{с}},$$

б) площадь поперечного входного сечения определяется по формуле:

$$F_{\text{BX}} = \frac{Q_{\text{BX}}}{V_{\text{BX}}} = \frac{34,46}{3,6} = 9,58 \text{ м}^2 \quad (3.20)$$

Дальнейшие расчёты бетонный спиральной камеры выполняются аналогично.

$$a_i = r_i - r_a; \quad m_i = k_2 \cdot a_i^2, \quad (3.21)$$

где $k^2 = \frac{m_{\text{BX}}}{a_{\text{BX}}^2};$

$$b_i = m_i + b_0(20)r_k = r_a + m_i \cdot \text{tg}15^\circ, \quad (3.22)$$

Значение интеграла для любого сечения считается по формуле:

$$J_i = b_0 \cdot \ln\left(\frac{r_a}{r_b}\right) + b_i \ln\left(\frac{r_i}{r_a}\right) - r_k \cdot \text{ctg}\gamma \cdot \ln\left(\frac{r_k}{r_a}\right) + m_i, \quad (3.23)$$

Величина угла для любого сечения считается по формуле:

$$\varphi_i^0 = \frac{180}{J_{\text{BX}}} \cdot J_i, \quad (3.24)$$

Величина площади сечения:

$$F_i = b_0(r_a - r_b) + (r_i - r_a)b_i - \frac{(b_i - b_0)^2}{2} \text{tg}15^\circ, \quad (3.25)$$

Результаты расчётов по выше перечисленным формулам сведены в таблицу 3.3.

Таблица 3.3 – Данные по расчёту бетонной спиральной камеры

Параметр	Сечения					
	вх	1	2	3	4	5
ri	5,13	4,84	4,54	4,24	3,94	3,64
bi	15,00	13,49	11,97	10,46	8,94	7,43
ai	2,68	2,39	2,09	1,79	1,49	1,19
rk	6,13	5,73	5,32	4,91	4,50	4,09
rk/ra	2,50	2,34	2,17	2,00	1,84	1,67
ln (rk/ra)	0,92	0,85	0,77	0,69	0,61	0,51
ri/ra	2,10	1,97	1,85	1,73	1,61	1,49
ln (ri/ra)	0,74	0,68	0,62	0,55	0,48	0,40
b*ln (ri/ra)	11,10	9,17	7,38	5,74	4,25	2,95
rk*ctgy	22,89	21,37	19,84	18,31	16,79	15,26
rk*ctgy*ln(rk/ra)	21,01	18,14	15,37	12,72	10,20	7,82

Окончание таблицы 3.3

Параметр	Сечения					
	вх	1	2	3	4	5
m_i	13,65	12,13	10,62	9,10	7,59	6,07
J_i	3,91	3,34	2,80	2,29	1,82	1,38
ϕ_i	210	180	151	123	98	74

Продолжение таблицы 3.3

Параметр	Сечения					
	6	7	8	9	10	вых
r_i	3,35	3,05	2,75	2,45	2,15	2,15
b_i	5,91	4,40	2,88	1,37	-0,15	-0,17
a_i	0,90	0,60	0,30	0,00	-0,30	-0,30
r_k	3,68	3,27	2,86	2,45	2,04	2,04
r_k/r_a	1,50	1,34	1,17	1,00	0,83	0,83
$\ln(r_k/r_a)$	0,41	0,29	0,16	0,00	-0,18	-0,18
r_i/r_a	1,37	1,24	1,12	1,00	0,88	0,88
$\ln(r_i/r_a)$	0,31	0,22	0,12	0,00	-0,13	-0,13
$b \cdot \ln(r_i/r_a)$	1,84	0,96	0,33	0,00	0,02	0,02
$r_k \cdot \text{ctgy}$	13,74	12,21	10,68	9,16	7,63	7,61
$r_k \cdot \text{ctgy} \cdot \ln(r_k/r_a)$	5,59	3,53	1,66	0,01	-1,38	-1,40
m_i	4,56	3,04	1,53	0,01	-1,50	-1,52
J_i	0,99	0,65	0,38	0,18	0,07	0,07
ϕ_i	53	35	20	10	4	4

С помощью полученных данных в таблице 3.3 выполнено построение плана спиральной камеры приведённой в приложении (приложение Б, рисунок Б.8) и построили график зависимости $r_i=f(\phi_{сп})$ (рисунок 3.1).

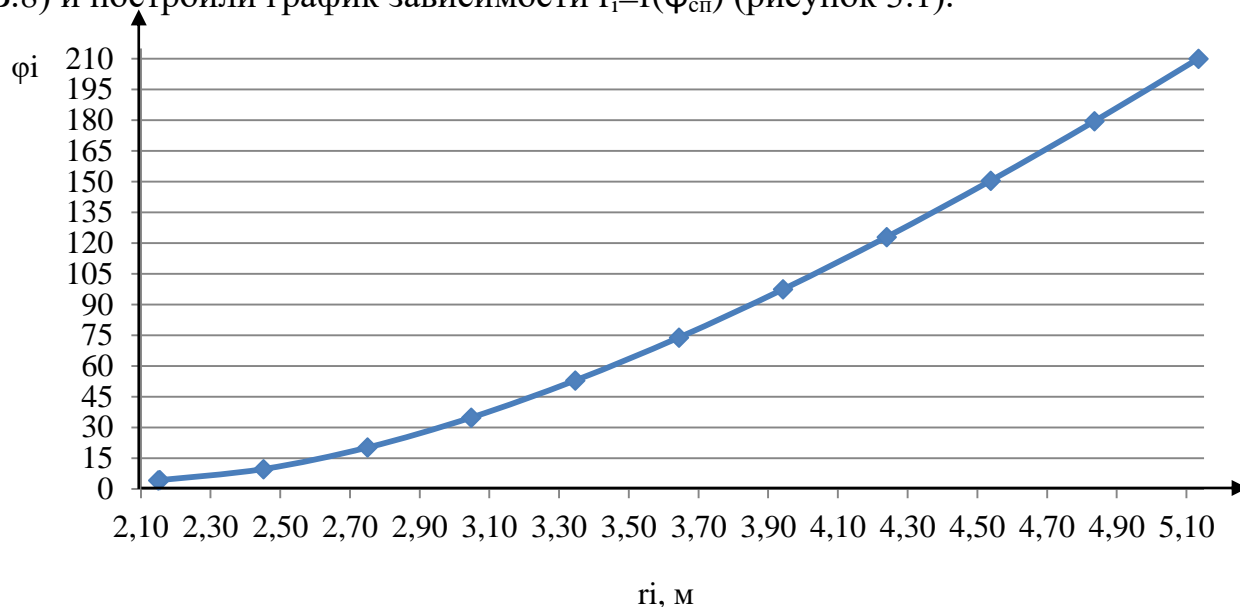


Рисунок 3.1 – График зависимости $r_i=f(\phi_{сп})$

При определении ширины водовода из ГУХ получено значение $B' = 8,3$ м.

3.4 Выбор гидрогенератора серийного типа

По частоте вращения и мощности подобран СВ-514/100-30УХЛ5. Частота вращения $n_{\text{синх}}=200$ об/мин; $S_{\text{ном}}=11$ МВ·А; $\cos \varphi=0,9$.

Активная мощность гидрогенератора:

$$N_a = S_n \cdot \cos \varphi = 11 \cdot 0,9 = 10 \text{ МВт}, \quad (3.26)$$

Число пар полюсов гидрогенератора:

$$2p = \frac{2 \cdot f \cdot 60}{n_{\text{синх}}} = \frac{2 \cdot 50 \cdot 60}{200} = 30, \quad (3.27)$$

Расчетная мощность:

$$S_p = k \cdot S_n = 1,08 \cdot 11 = 11,88 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (3.28)$$

где k – коэффициент, зависящий от $\cos \varphi$. При $\cos \varphi = 0,9$, $k = 1,08$.

Удельная нагрузка:

$$S^* = \frac{S_n}{2p} = \frac{11,88}{30} = 0,396 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (3.29)$$

Полюсное деление, зависящее от нагрузки и от способа охлаждения:

$$\tau^* = A \cdot S^{*\alpha} = 0,451 \cdot 0,396^{0,239} = 0,37 \text{ м}, \quad (3.30)$$

где A и α – эмпирические коэффициенты.

Диаметр ротора:

$$D_i = \frac{\tau^* \cdot 2p}{\pi} = \frac{0,37 \cdot 30}{3,14} = 3,54 \text{ м}, \quad (3.31)$$

Предельная окружная скорость:

$$v_{\text{пр}} = \frac{\pi \cdot D_i \cdot k_{\text{разг}} \cdot n_{\text{синх}}}{60} = \frac{3,14 \cdot 3,54 \cdot 1,9 \cdot 200}{60} = 70,4 \frac{\text{м}}{\text{с}}, \quad (3.32)$$

При $D_i = 3,54$ м предельная окружная скорость ротора в разгонном режиме не превышает допустимых значений.

Диаметр ротора не должен быть меньше диаметра $D_{\text{ш}}$ шахты турбины плюс некоторый запас для проведения монтажных работ, который для подвесных генераторов равен 0,6м.

$$D_{ш} = 3,54 + 0,6 = 4,14 \text{ м,}$$

Коэффициент машины:

$$C_a = \frac{R}{S^*y} = \frac{8,9}{0,396^{0,105}} = 9,7, \quad (3.33)$$

Высота активной стали:

$$l_a = \frac{W_S}{D_i^2} = \frac{30 \cdot C_a \cdot S_p}{\pi \cdot n_{\text{синх}} \cdot D_i^2} = \frac{30 \cdot 9,7 \cdot 14,31}{3,14 \cdot 200 \cdot 3,54^2} = 0,52 \text{ м,} \quad (3.34)$$

Высота активной стали стандартизирована, поэтому принято ближайшее значение $l_a = 55 \text{ см}$.

После определения D_i и l_a было уточнено конструктивное исполнение генератора: при $\frac{D_i}{l_a} > 5$, рекомендуется принимать зонтичное.

Принято зонтичное исполнение генератора, так как:

$$\frac{3,54}{0,52} > 5,$$

Общая масса генератора:

$$G_{\text{ген}} = \psi \cdot D_i \cdot l_a = 50 \cdot 3,54 \cdot 0,55 = 97,35 \text{ т,} \quad (3.35)$$

где $\psi = (48 \div 58)$ для зонтичных генераторов.

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

$$G_{\text{рот}} = 0,55 \cdot G_{\text{ген}} = 0,55 \cdot 97,35 = 53,54 \text{ т,} \quad (3.36)$$

3.5 Расчёт деталей и узлов гидротурбины. Выбор типа маслонапорный установки. Выбор электрогидравлического регулятора. Выбор кранов

3.5.1 Расчёт деталей и узлов гидротурбин

3.5.1.1 Расчёт вала на прочность

Вал гидроагрегата предназначен для передачи крутящего момента от рабочего колеса к ротору генератора. Расчет вала на прочность произвели с учетом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий.

$$D_B^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33}, \quad (3.37)$$

где $[\tau_{доп}] = 30 - 35$ МПа.

$$M_{кр} = \frac{0,00974 \cdot N}{n_{синх}} = \frac{0,00974 \cdot 9000}{200} = 0,44 \text{ МПа}, \quad (3.38)$$

$$D_B^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33} = \left(5,1 \cdot \frac{0,44}{30} \right)^{0,33} = 0,424 \text{ м} = 424 \text{ мм},$$

Полученное значение диаметра округляется до стандартизированного (кратное 50 мм при D_B менее 1000 мм и кратное 100 мм при $D \geq 1000$ мм). Принято $D_г = 500$ мм.

3.5.1.2 Расчёт подшипника

Радиальная сила на рабочем колесе:

$$R_{рад} = 0,8 \cdot \left(\frac{N}{n_{синх} \cdot D_1} \right) = \frac{0,8 \cdot 9000}{200 \cdot 3,15} = 34,29, \text{ кН}, \quad (3.39)$$

Диаметр вала под подшипником d_n , с учётом облицовки, обычно принимается на 15-20 мм больше $D_г$, принято $d_n = 520$ мм.

Для кольцевого подшипника удельное давление равно:

$$p_{уд} = \frac{R_{рад}}{d_n \cdot h_{п}} \leq [p_{уд}], \text{ кПа}, \quad (3.40)$$

$$[p_{уд}] = 29 \cdot U, \text{ кПа}, \quad (3.41)$$

$$U = \pi \cdot n_{синх} \cdot \frac{d_n}{30}, \frac{\text{м}}{\text{сек}}, \quad (3.42)$$

Расчет:

$$p_{уд} = \frac{34,29}{0,015 \cdot 0,3} = 7,18 \text{ кПа},$$

$$U = 3,14 \cdot 200 \cdot \frac{0,015}{30} = 0,314 \frac{\text{м}}{\text{сек}},$$

$$[p_{y\partial}] = 29 \cdot 17,53 = 9,11 \text{ кПа},$$

Условие $p_{y\partial} \leq [p_{y\partial}]$ соблюдается.

Расчет сегментного подшипника:

$$h_n = 300 \text{ мм};$$

$$Z_{\text{сегм}} = 8.$$

Определили усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{\text{рад}}}{1 + 2 \cdot \cos a + 2 \cos(2a)}, \quad \text{кН}, \quad (3.43)$$

где $a = \frac{360}{Z_{\text{сегм}}};$

Удельная нагрузка на сегмент:

$$p_{y\partial} = \frac{R_{\text{рад}}}{l_{\text{сегм}} \cdot h_n} \leq [p_{y\partial}], \text{ кПа}, \quad (3.44)$$

$$l_{\text{сегм}} = (0,85 - 0,90)\pi \cdot \frac{d_{\text{п}}}{Z_{\text{сегм}}}, \text{ м}, \quad (3.45)$$

$$[p_{\text{уд}}] = 50 \cdot U, \text{ кПа}, \quad (3.46)$$

Расчёт:

$$a = \frac{360^{\circ}}{8} = 45^{\circ},$$

$$R_1 = \frac{34,29}{1 + 2 \cdot \cos(45^{\circ}) + 2 \cos(90^{\circ})} = 9,9 \text{ кН},$$

$$l_{\text{сегм}} = 0,9 \cdot 3,14 \cdot \frac{0,015}{8} = 0,0053 \text{ м},$$

$$p_{\text{уд}} = \frac{34,29}{0,0053 \cdot 0,3} = 7,1 \text{ кПа},$$

$$[p_{\text{уд}}] = 50 \cdot 0,314 = 9,1 \text{ кПа}$$

Условие $p_{y\partial} \leq [p_{y\partial}]$ соблюдается.

В обоих видах подшипников вышесказанное условие соблюдается, но из-за более простой установки и эксплуатации выбран сегментный подшипник.

3.5.2 Выбор маслonaпорной установки

Габаритные размеры маслonaпорной установки определяются объемом маслoвоздушного котла, зависящего от суммарного числа сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ.

По номограмме определен тип маслonaпорной установки для напора 20 м и D1 –3,15 м: МНУ 1,6/1-40-2,5-2,

где: 1,6 - объем гидроаккумулятора;

1 - количество гидроаккумуляторов;

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

2,5 – вместительность сливного бака в м³;

2 - количество насосов.

3.5.3 Выбор электрогидравлического регулятора

По номограмме определяется тип ЭГР.

Так как турбина поворотнo-лопастная, то выбран ЭГРК (для ГА с двумя регулируемыми органами). Диаметр главного золотника - 100мм. Выбранный регулятор: ЭГРК -100-4,

где: ЭГР - электрогидравлический регулятор;

100- диаметр главного золотника;

4 - гидромеханическая колонка 4-го исполнения.

3.5.4 Выбор кранов

Выбирая типы, количество и грузоподъемности кранов, следует основываться на следующих условиях:

- 1) Грузоподъемность крана должна быть больше массы ротора.
- 2) При количестве ГА на станции более пяти, необходима установка дополнительного крана.
- 3) Климатические условия данной местности

Исходя из массы ротора гидрогенератора полученной в пункте 4 и количества агрегатов - 3, выбран мостовой кран грузоподъемностью 350/80+10 тонн. Козловой кран верхнего бьефа 125/20+5 тонн и нижнего бьефа грузоподъемностью 63/20+5 тонн.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений

Выбор главной схемы электрических соединений важный этап проектирования, так как от этого зависит надёжность и гибкость работы, удобство эксплуатации, её экономичность, возможность расширения.

В энергосистеме Магаданского края присутствуют подстанции 220 кВ, 110 кВ и 35 кВ. По карте – схеме размещения подстанций было определено, что ближайшей является ПС «Центральная» 220 кВ с расстоянием 48 км.

Для Ланковской ГЭС с числом агрегатов, равному 3, принята схема с простыми блоками.

Структурная схема простого блока изображена на рисунке 4.1.

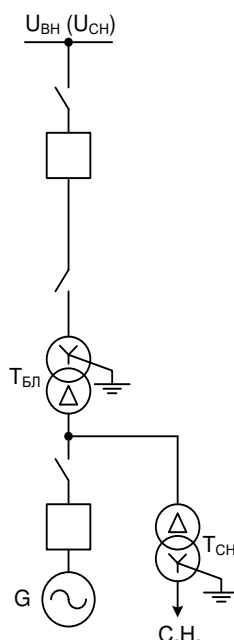


Рисунок 4.1 – Структурная схема простого блока

4.2 Выбор основного оборудования ГЭС

4.2.1 Выбор синхронных генераторов

По исходным данным, выбран синхронный генератор СВ-514/100-30УХЛ5. Паспортные данные данного генератора представлены в таблице 4.1

Таблица 4.1 – Паспортные данные генератора СВ – 541/100 – 30УХЛ5

Номинальная мощность		$U_{Г\text{ ном}}, \text{кВ}$	$\cos \varphi_{Г}, \text{о.е.}$	η	Индуктивное сопротивление		
$S_{Г, \text{ном}}, \text{МВА}$	$P_{Г, \text{ном}}, \text{МВт}$				x_d	x_d'	x_d''
11	10	10,5	0,9	97,5	1,1	0,35	0,25

4.2.2 Выбор трансформатора собственных нужд

Для рассматриваемых схем выбираются одинаковые трансформаторы собственных нужд.

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

$$S_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot \frac{P_{\Gamma \text{ ном}}}{\cos\varphi_{\Gamma}}, \quad (4.1)$$

$$S_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot \frac{10}{0,9} = 100 \text{ кВ} \cdot \text{А},$$

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

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

По каталогу Свердловского завода выбираются 12 трансформаторов ТСЛ-100/10/0,4. Данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Паспортные данные трансформатора собственных нужд

$S_{\text{ном}}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	$U_{\text{н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$	
0,1	10	0,4	0,1

4.2.3 Выбор силовых повышающих трансформаторов

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

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

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\Gamma \text{ ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos\varphi_{\Gamma}} = \frac{10 - 10 \cdot 0,01}{0,9} = 11 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.2)$$

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

По каталогу АО «Уралэлектротяжмаш» выбираем трансформатор ТДН-10000/220. Данные приведены в таблице 4.3

Таблица 4.3 – Паспортные данные трансформатора ТДН 10000/220

$S_{\text{НОМ}}, \text{МВА}$	$U_{\text{Н}}, \text{кВ}$	$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$	$I_{\text{х}}, \%$	$S_{\text{НОМ}}, \text{МВА}$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
10	220	10,5	11,5	120	22	10

4.3 Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения

Суммарная мощность, выдаваемая в систему:

$$S_{\text{сн}} = \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos\varphi} = \frac{10 - 0,1}{0,9} = 11 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.3)$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 220 кВ:

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

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

Число отходящих линий 220 кВ:

$$n_{\text{л}} = \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{сн}}}{(K \cdot P_{\text{нат.}} / \cos\varphi_{\text{с}})} + 1 = \frac{33}{(1,2 \cdot 135 / 0,85)} + 1 = 1,2, \quad (4.4)$$

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

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{33}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,043 \text{ кА}. \quad (4.5)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_{\text{т}} \cdot \alpha_{\text{и}} \cdot I_{\text{раб}} = 1,05 \cdot 1,0 \cdot 337 = 45,77 \text{ А}, \quad (4.6)$$

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

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

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

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

Проверка провода по нагреву:

$$I_{п.ав} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{33}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,04 \text{ кА.} \quad (4.7)$$

$I_{доп} > I_{п.ав}$, $605 \text{ кА} > 0,04 \text{ кА}$ следовательно, выбранный провод удовлетворяет условию нагрева. Данные провода марки АС – 240/32 занесены в таблицу 4.4.

Таблица 4.4 – Параметры провода марки АС – 240/32

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

4.4 Выбор схемы распределительного устройства высшего напряжения

Выбор схем электрических соединений является важным и ответственным этапом проектирования электростанций. От выбранной схемы зависит надёжность, экономичность, безопасность обслуживания и удобство эксплуатации, так же оперативная гибкость.

Задача заключается в поиске наилучшего и оптимального варианта. Выбор, обычно, производят на основании сравнения технико-экономического расчёта вариантов, а также на основании опыта проектирования.

Число присоединений РУ–220 кВ: 5 (2 ВЛЭП 220 кВ, 3 блока). При данном числе присоединений для данного класса напряжения РУ выбираем вариант с двумя рабочими и обходной системой шин. Выбранная схема РУ – 220 кВ представлена на рисунке 4.2.

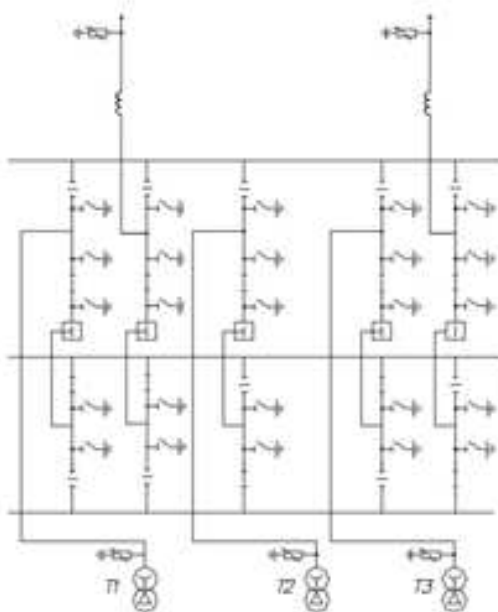


Рисунок 4.2 – Схема РУ ВН 220 кВ: 2 СШ с ОШВ

4.5 Выбор варианта главной схемы электрических соединений на основании технико-экономического расчёта

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

$$K = n \cdot K_T + m \cdot K_{T_{с.н.}} + t \cdot K_{ору}, \quad (4.8)$$

где K_T – стоимость силового трансформаторов (22000 тыс.руб.);
 $K_{T_{с.н.}}$ – стоимость трансформатора собственных нужд (1680 тыс.руб.);
 $K_{ору}$ – стоимость ячейки ОРУ;
 n – число силовых трансформаторов;
 m – число трансформатора собственных нужд;
 t – число ячеек ОРУ (для схем с 2СШ предусматривается $k+2$).
Стоимость одной ячейки ОРУ с учетом коэффициента инфляции:

$$K_{ору} = 17957 \text{ тыс.руб.}$$

Капиталовложения для схемы с одиночными блоком по формуле:

$$K_1 = 3 \cdot 22000 + 3 \cdot 1680 + 11 \cdot 17957 = 268567 \text{ тыс.руб.}$$

Капиталовложения для схемы с укрупненными блоками по формуле:

$$K_2 = 3 \cdot 37000 + 3 \cdot 1680 + 8 \cdot 17957 = 259696 \text{ тыс.руб.}$$

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

$$Z_i = E_n \cdot K_i + I_i, \quad (4.9)$$

где $E_n = 0,15$ – нормативный коэффициент
Полные приведенные затраты для схемы с одиночным блоком по формуле:

$$Z_1 = 0,15 \cdot 268567 + 5851,8 = 476136,9 \text{ тыс.руб.}$$

Полные приведенные затраты для схемы с укрупненными блоками по формуле:

$$Z_2 = 0,15 \cdot 259696 + 5453,5 = 44407,5 \text{ тыс.руб.}$$

Рассчитается разница между вариантами:

$$P = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\%, \quad (4.10)$$

$$P = \frac{476136,9 - 44407,5}{476136,9} \cdot 100\% = 3,45\%.$$

Из расчетов сделан вывод, что данные варианты отличаются меньше чем на 5% и являются практически экономически равноценными, окончательно выбирается вариант с одиночными блоками, представленный на рисунке 4.3.

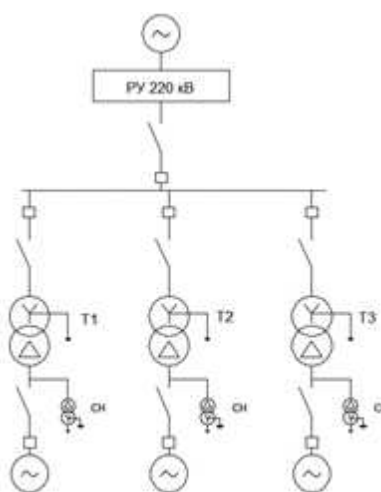


Рисунок 4.3 – Схема с одиночными блоками

4.6 Расчёт токов трёхфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме

4.6.1 Расчёт исходных данных

Определяется индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_{Г} = x_{d}'' \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} = 0,22 \cdot \frac{10,5^2}{11} = 2,29 \text{ Ом}, \quad (4.11)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{Г} = E_{*}'' \cdot U_{Г} = 1,13 \cdot 10,5 = 12,865 \text{ кВ}. \quad (4.12)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_T = \frac{U_K \% \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{11,5 \cdot 220^2}{100 \cdot 15} = 371,1 \text{ Ом.} \quad (4.13)$$

Система:

$$x_C = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{кз}}} = \frac{220^2}{150} = 322,67 \text{ Ом,} \quad (4.14)$$

Линии связи 220 кВ с энергосистемой:

$$x_L = x_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,435 \cdot 48 = 20,88 \text{ Ом.} \quad (4.15)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_C = E_{*C} \cdot U_{61} = 1,0 \cdot 220 = 220 \text{ кВ} \quad (4.16)$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_T = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{10,5}{220} = 0,048. \quad (4.17)$$

Определяются активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

$$r_\Gamma = \frac{x_{*\Gamma}}{T_{a,\Gamma} \cdot \omega} = \frac{2,29}{0,045 \cdot 314} = 0,163 \text{ Ом,} \quad (4.18)$$

$$r_C = \frac{x_C}{T_{a,C} \cdot \omega} = \frac{322,667}{0,035 \cdot 314} = 29,36 \text{ Ом,} \quad (4.19)$$

$$r_L = r_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,121 \cdot 48 = 5,808 \text{ Ом,} \quad (4.20)$$

$$r_T = \frac{\Delta R_k \cdot U_6^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = \frac{0,12 \cdot 220^2}{15^2} = 25,81 \text{ Ом.} \quad (4.21)$$

4.6.2 Внесение исходных данных в программный комплекс RastrWin

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

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном
1	<input type="checkbox"/>			у	1	Генератор - 1		10
2	<input type="checkbox"/>			у	2	Генератор - 2		10
3	<input type="checkbox"/>			у	3	Генератор - 3		10
4	<input type="checkbox"/>			у	4	Блок - 1		10
5	<input type="checkbox"/>			у	5	Блок - 2		10
6	<input type="checkbox"/>			у	6	Блок - 3		10
7	<input type="checkbox"/>			у	7	КРУЭ		220
8	<input type="checkbox"/>			у	8	Система		220

Рисунок 4.4– Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_л	Название	R	X	G	B	Кт/l	Кт/r
1	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	1	4		Генератор - 1 - Блок - 1						
2	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	2	5		Генератор - 2 - Блок - 2						
3	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	3	6		Генератор - 3 - Блок - 3						
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	4	7		Блок - 1 - КРУЭ	25,81	317,07				0,048
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	5	7		Блок - 2 - КРУЭ	25,81	317,07				0,048
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	6	7		Блок - 3 - КРУЭ	25,81	317,07				0,048
7	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	7	8		КРУЭ - Система	5,81	20,88				

Рисунок 4.5 – Исходные данные по ветвям

	S	s0	N агр	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1			1	Генератор - 1	1	0,162	2,297	0,162	2,30	0,162	2,30	12,865
2			2	Генератор - 2	2	0,162	2,297	0,162	2,30	0,162	2,30	12,865
3			3	Генератор - 3	3	0,162	2,297	0,162	2,30	0,162	2,30	12,865
4			4	Система	8	29,360	322,667	29,360	322,67	29,360	322,67	220,000

Рисунок 4.6 – Исходные данные по генераторам

4.6.3 Расчёт токов короткого замыкания с применением программного комплекса RastrWin

Заполнив рассчитанные параметры схемы замещения в программный комплекс RastrWin, в графе Состав/Несим можно узнать токи короткого замыкания.

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1
1		1	1	3ф	1			3,2469	-85,95

Рисунок 4.7 – Результат расчёта токов трёхфазного КЗ генератора

Узлы/Несим/ИД × Ветви/Несим/ИД × Генератор/Несим × Состав/Несим ×									
	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1
1		1	1	3ф	7			1,8257	-85,11

Рисунок 4.8 – Результат расчёта токов трёхфазного КЗ КРУЭ

Узлы/Несим/ИД × Ветви/Несим/ИД × Генератор/Несим × Состав/Несим ×									
	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1
1		1	1	1ф	7			0,9096	-85,11

Рисунок 4.9 – Результат расчета токов однофазного КЗ КРУЭ

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

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

Тип КЗ	П1	$I_{п.0}$	i_y
1ф	7	2,73	4,25
3ф	7	1,83	2,84
3ф	1	3,25	5,05

4.7 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима

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

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

$$I_{г,раб \max} = 1,05 \cdot I_{г,ном} \quad (4.22)$$

$$I_{г,раб \max} = 1,05 \cdot 0,6598 = 0,693 \text{ кА,}$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{раб \max(ПУВН)} = \frac{S_{г,ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{т,ном}} = \frac{12}{\sqrt{3} \cdot 209} = 0,033 \text{ кА,} \quad (4.23)$$

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

$$I_{\text{раб.утж}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{27}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,071 \text{ кА}, \quad (4.24)$$

4.8 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ

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

При выборе выключателей и разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

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

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

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

Используя каталог производителя «Элеком» для генераторного напряжения выбирается вакуумный выключатель ВРС–10 и разъединитель РВ-10/1000 УХЛ2. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.6, а приборы устанавливаемые на цепи генератора в таблице 4.7.

Таблица 4.6 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВРС-10	Разъединитель РВ-10/1000 УХЛ2
$U_{\text{сети ном}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{Г.раб}} = 693 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} = 3,25 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 40 \text{ кА}$	$i_{\text{эл.ст}} = 80 \text{ кА}$
$i_y = 5,05 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 102 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 31,5 \text{ кА}$
	$I_{\text{ном.откл}} = 40 \text{ кА}$	$t_{\text{откл}} = 3 \text{ с.}$
$B_{\text{к,расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 3,25^2 \cdot (0,08 + 0,01) =$ $= 0,95 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к,ном}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} =$ $= 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к,ном}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} =$ $= 102^2 \cdot 3 = 31212 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 4.7 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
В цепи статора:				
Анализатор сети	АКПЭ-1	RS485	0,5	8
В цепи ротора:				
Анализатор сети	АКПЭ-1	RS485	0,5	8
Синхронизатор	АС-М3	RS485	0,5	10
				$\Sigma = 26 \text{ В} \cdot \text{А}$

4.9 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбирается трансформатор тока ТШЛП-10. Проверка трансформатора тока ТШЛП-10 представлена в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Проверка трансформатора тока ТШЛП-10

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 12 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\Gamma.\text{раб}} = 693 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОЛ-15. Проверка трансформатора напряжения ЗНОЛ-15 представлена в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Выбор и проверка трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 15 \text{ кВ}$

4.10 Выбор параметров КРУЭ

4.10.1 Выбор выключателей и разъединителей

В качестве коммутационного аппарата на данный класс напряжения выбирается элегазовый выключатель ВЭБ-220, разъединитель и приборы, устанавливаемые в цепь 220 кВ приведены в таблице 4.10 и 4.11 соответственно.

Таблица 4.10 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВЭБ-220	Разъединитель РГ-220/1000 УХЛ1
$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 70 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} = 1,83 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 40 \text{ кА}$	–
$i_{\text{y}} = 2,84 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 80 \text{ кА}$
$V_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 1,83^2 \cdot (0,08 + 0,01) =$ $= 0,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{\text{к.ном}} = I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} =$ $= 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{\text{к.ном}} = I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} =$ $= 80^2 \cdot 3 = 19200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

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

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

4.10.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выключатель ВЭБ-220 укомплектован трансформатором тока ТОГФ-220-УХЛ1. Проверка трансформатора тока ТОГФ-220-УХЛ1 представлена в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Проверка трансформатора тока

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб max}} = 71 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОГ-220. Параметры трансформатора напряжения ЗНОГ-220 представлены в таблице 4.13.

Таблица 4.13 – Выбор и проверка трансформатора напряжения

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

5 Релейная защита и автоматика

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

5.1 Перечень защит основного оборудования

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

Защиты генератора СВ-514/100-30УХЛ5:

- 1) Поперечная дифференциальная защита генератора;
- 2) Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора;
- 3) Защита от повышения напряжения;
- 4) Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;
- 5) Токовая защита от внешних симметричных КЗ;
- 6) Защита от асинхронного хода с потерей возбуждения;
- 7) Защита от симметричной перегрузки обмотки статора;
- 8) Защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
- 9) Дистанционная защита от внешних коротких замыканий;
- 10) Защита от длительной форсировки;
- 11) Защита ротора от замыканий на землю в одной точке;
- 12) Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора.

Защиты силового трансформатора ТДН-10000/220:

- 1) Продольная дифференциальная защита (от внутренних междуфазных повреждений и повреждений на выводах обмоток трансформатора));
- 2) Газовая защита (от внутренних повреждений);
- 3) Защита от повышения температуры масла в баке трансформатора;
- 4) Защита от потери охлаждения (потеря питания или поломка маслонасоса и вентилятора системы охлаждения трансформатора);
- 5) Токовая защита обратной последовательности (от внешних несимметричных КЗ и перегрузок);
- 6) МТЗ с пуском минимального напряжения (для защиты от внешних симметричных КЗ);
- 7) Контроль уровня масла в расширительном баке;
- 8) Защита от однофазных замыканий на землю в сети 220 кВ;
- 9) Контроль изоляции сети 10,5 кВ;

10) Защита от перегрузки (резервная защита).

Защиты воздушных линий 220 кВ:

Основные защиты:

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

Резервные защиты:

2) Трехступенчатая дистанционная защита (от междуфазных замыканий);

3) Ступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности (от замыканий на землю);

4) Токовая отсечка (от близких междуфазных замыканий);

Защиты трансформаторов собственных нужд ГЭС:

1) Дифференциальная защита;

2) Газовая защита;

3) МТЗ на стороне 10,5 кВ;

4) Защита от перегрузки;

5) Защита устройств РПН.

5.2 Расчёт номинальных токов

Номинальный ток генератора:

$$I_{Г,НОМ}^{(1)} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{11}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 605 \text{ А}, \quad (5.1)$$

где $S_{НОМ}$ – номинальная полная мощность генератора;
 $U_{НОМ}$ – номинальное напряжение генератора.

Номинальный ток генератора, приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{Г,НОМ}^{(2)} = \frac{I_{НГ}^{(1)} \cdot K_{СХ}}{K_{ТТ}} = \frac{605 \cdot 1}{650/5} = 4,65 \text{ А}, \quad (5.2)$$

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

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

Ток ротора на стороне 10,5 кВ:

$$I_{ВН,РОТ} = \frac{I_{НОМ РОТ}}{1,2255} = \frac{312}{1,2255} = 254,59 \text{ А}, \quad (5.3)$$

Ток ротора вторичный

$$I_{\text{нн,рот}} = \frac{254,59}{650/5} = 1,96 \text{ А}$$

Мощность генератора возбуждения:

$$S_{\text{ном,ВГ1}} = I_{\text{ном,рот}} \cdot U_{\text{ном,рот}} = 312 \cdot 110 = 34,32 \text{ кВА}, \quad (5.4)$$

Принимаем генератора возбуждения 35 кВА.

Выполним пересчёт тока генератора возбуждения:

$$I_{\text{ном,2}} = \frac{S_{\text{ном,ВГ1}}}{U_{\text{ном,рот}}} = \frac{34320}{312} = 110 \text{ А} \quad (5.5)$$

$$I_{\text{ном,рот2}} = \frac{I_{\text{ном,2}}}{K_{\text{тт}}} = \frac{110}{150/5} = 3,67 \text{ А} \quad (5.6)$$

5.3 Описание защит и расчёт их уставок

5.3.1 Продольная дифференциальная защита генератора (ПДГ)

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной защитой от междуфазных коротких замыканий в обмотке генератора и на его выводах. Данный вид защиты действует на отключение генератора, гашение полей, на пуск пожаротушения генератора и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

Подключается к трансформаторам тока и к линейным выводам статора генератора.

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

$$I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{одн}} \cdot f_i \cdot I_{\text{н}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 605 = 30,25 \text{ А}, \quad (5.7)$$

где $K_{\text{одн}}$ – коэффициент однотипности трансформатора тока равный 0,5;
 f_i – относительная погрешность трансформаторов тока равная 0,1;
 $I_{\text{н}}$ – номинальный ток генератора равный 605 А.
Уставка выбирается из следующего условия:

$$I_{\text{СР.0}} \geq K_{\text{н}} \cdot I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{н}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot f_i \cdot I_{\text{н}} = 2 \cdot 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_{\text{н}} = 0,1 \cdot I_{\text{н}}, \quad (5.8)$$

где K_H – коэффициент надежности, равный 2.

Исходя из вышеуказанного условия (3.2) принимается уставка начального тока срабатывания равная:

$$I_{CP.0} = 0,1 \cdot I_H = 0,1 \cdot 605 = 60,5 \text{ А}, \quad (5.9)$$

Чувствительность защиты к повреждениям при протекании тока определяет коэффициент торможения, величина которого выбирается с учетом отстройки защиты от токов небаланса, вызванных погрешностями трансформаторов тока при сквозных КЗ.

Максимальный ток через трансформаторы тока на линейных выводах при внешнем трехфазном КЗ в цепи генератора:

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E_d''}{x_d''} \cdot I_H = \frac{1,13}{0,25} \cdot 605 = 2734 \text{ А}, \quad (5.10)$$

где E_d'' – сверхпереходное ЭДС генератора, 1,13;

x_d'' – сверхпереходное сопротивление генератора, 0,25.

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{одн}} \cdot I_{\text{МАКС}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 2734,6 = 273,5 \text{ А}, \quad (5.11)$$

где $K_{\text{АП}}$ – коэффициент апериодической составляющей равный 2.

Коэффициент торможения определяется из следующего условия:

$$K_T > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_H}{I_T}, \quad (5.12)$$

где K_H – коэффициент надежности, 2;

I_T – ток трехфазного КЗ на выводах генератора, 273,5 А.

Тогда:

$$K_T > \frac{273,5 \cdot 2}{2734},$$

$$K_T > 0,2,$$

K_T принимается равным 0,21.

Уставка начального торможения выбирается исходя из условия (3.7) и равна:

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{\text{CP.0}}}{K_T} = \frac{0,15 \cdot I_H}{0,21}, \quad (5.13)$$

Далее рассчитывается тормозной ток B , определяющий точку излома характеристики срабатывания. При выборе уставки B должно выполняться следующее условие:

$$B \geq \frac{I_{CP.0}}{K_T} = \frac{0,15}{0,21}, \quad (5.14)$$

Исходя из условия (3.8) типовое значение уставки принимается равным $1,5I_{н.}$

Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора приведена на рисунке 5.1:

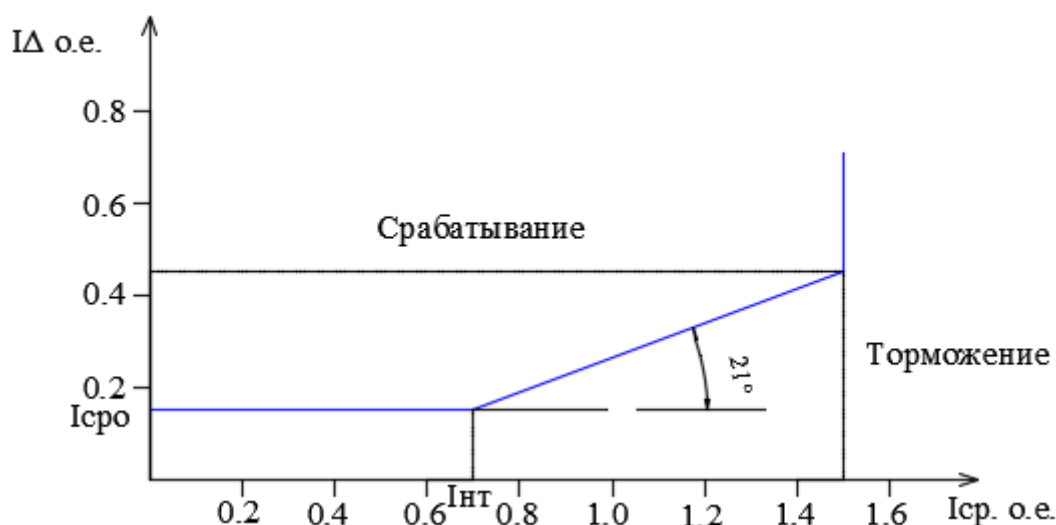


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

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

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

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

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

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

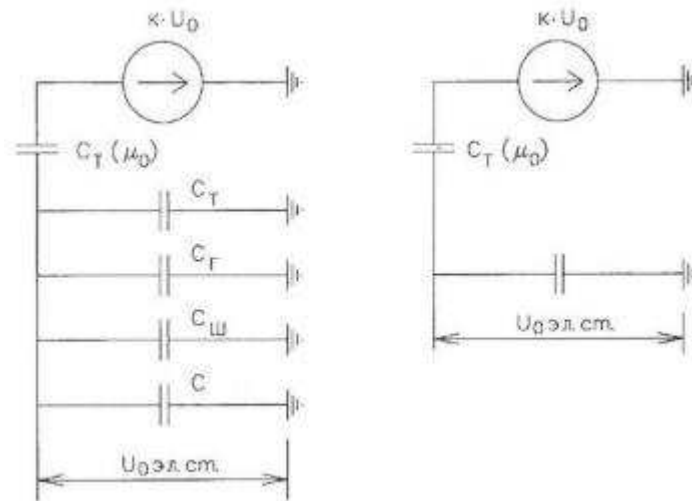


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения напряжения $U_{0\text{эл.ст}}$

На рисунке 5.2 соответствующими буквенными значениями обозначены:

$C_{Г}$ – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;

$C_{Т}$ – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;

$C_{Ш}$ – емкость шинпровода по отношению к земле;

C – емкость генераторного выключателя.

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

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

$$C_{\Sigma} = 0,0073 + 0,7 + 0,008 + 0,25 = 0,96 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$$

Напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне ВН трансформатора:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{НОМ ВН}}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,57 \text{ кВ} \quad (5.16)$$

$$U_{0\text{эл.ст.}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_{Т}(\mu_0)}{C_{Т}(\mu_0) + C_{\Sigma}}, \quad (5.17)$$

$$U_{0 \text{эл.ст}} = 0,5 \cdot 46,57 \cdot \frac{0,0073}{0,0073 + 0,96} = 174,78 \text{ В},$$

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

$C_T(\mu_0)$ – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора, $C_T(\mu_0)$;

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

Суммарный емкостной ток сети генераторного напряжения

$$I_C = 1,73 \cdot U_{л} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma}, \quad (5.18)$$

$$I_C = 1,73 \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 314 \cdot 0,96 \cdot 10^{-6} = 5,47 \text{ А},$$

Напряжение срабатывания защиты определяется из условия:

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

где $K_H = 1,5$ – коэффициент надежности;

K_B – коэффициент возврата;

$n_{\text{тн}}$ – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

$$U_{\text{ср}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3}{\frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}} \cdot 174,78,$$

$$U_{\text{ср}} \geq 4,55 \text{ В}.$$

U_0 имеет уставку срабатывания по напряжению нулевой последовательности, регулируемую в диапазоне от 5 до 20 В. В связи с этим принимаются следующие уставки: U_{01G} с уставкой 5 В действует с выдержкой времени 9,0 с действует на сигнал; U_{02G} с уставкой 10 В и выдержкой времени 0,5с действует на разгрузку агрегата; U_{0G} с уставкой равной 15 В и выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей ГГ и ВГ и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

Второй орган – это орган U_{03} , реагирующий на соотношение напряжения третьей гармоники и напряжения в нейтрали на выводах генератора. Данный орган защищает около 30% витков обмотки статора со стороны нейтрали.

Уставка для органа U_{03} выбирается по коэффициенту торможения K_T от 1 до 3. В данном случае K_T принимается равным 1,5. Тогда расстояние от нейтрали

генератора до места замыкания в обмотке статора в зависимости от K_T будет равно:

$$X = \frac{1}{K_T + 2} = \frac{1}{1,5 + 2} = 0,286, \quad (5.20)$$

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

Из выражения 3.15 видно, что орган U_{03} при K_T равном 1,5 работает селективно и защищает 28,6% обмотки статора со стороны нейтрали.

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

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

1) уставку защиты $U2>$ выбирается:

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

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

Уставка $U1>$ рассчитывается по формуле:

$$U_{CP2} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 15750}{15750/100} = 120 \text{ В} \quad (5.22)$$

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

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

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

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

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

Уставка сигнального органа принимается равной $0,07 \cdot I_H$.

2) Пусковой орган ($I_{2\text{ПУСК}}$) срабатывает без выдержки времени при увеличении значения I_2 выше уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа. Ток срабатывания пускового органа выбирается по условию обеспечения надежного пуска интегрального органа при $t_{\text{МАКС}} = 700$ с.

Относительный ток обратной последовательности, на который реагирует защита:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{30}{700}} = 0,21, \quad (5.23)$$

где A – параметр, заданный заводом-изготовителем;

t – допустимая длительность несимметричного режима при неизменном значении тока I_2 .

Уставка в относительных единицах равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,21}{1,2} = 0,17, \quad (5.24)$$

где K_H – коэффициент надежности.

Уставка в именованных единицах:

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_H = 0,15 \cdot 312 = 46,8 \text{ А}. \quad (5.25)$$

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

$$t_{\text{ДОП}} = \frac{A}{I_{*2\text{ПУСК}}^2} = \frac{30}{0,17^2} \approx 1008 \text{ с}. \quad (5.26)$$

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

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

Отсюда:

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

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

Таблица 5.1 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности I_2/I_n	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность (с)	30	83	120	187,5	333	750

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

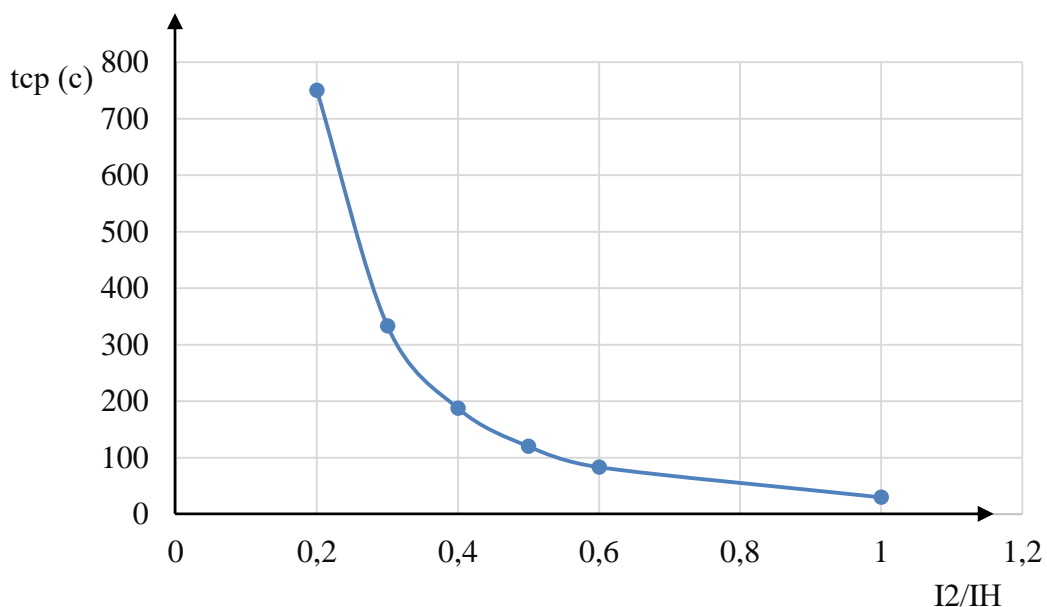


Рисунок 5.3 – Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

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

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

3) Орган токовой отсечки (I_{20TC}) срабатывает с независимой выдержкой времени при увеличении тока I_2 выше уставки срабатывания органа и является защитой от внешних несимметричных коротких замыканий.

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

1. Из условия предотвращения перегрева ротора при протекании тока обратной последовательности;

2. Из условия обеспечения чувствительности при двухфазном коротком замыкании на отходящих ВЛ.

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

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

По второму условию:

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

$$x_{\Gamma} = x_d'' = 0,25;$$

$$x_{d_{ВН}}'' = x_d'' \cdot \left(\frac{U_{ВН}}{U_{НН}}\right)^2 = 0,25 \cdot \left(\frac{242}{10,5}\right)^2 = 132,79, \quad (5.29)$$

$$x_{л}^* = x_{л} \cdot \frac{S_{\phi}}{U_{\phi}^2} = 41,3 \cdot \frac{11}{242^2} = 0,0078, \quad (5.30)$$

$$I_{2C.3} \leq \frac{I_2^2}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (x_d'' + x_{\Gamma} + x_{\text{T}})}, \quad (5.31)$$

$$I_{2C.3} \leq \frac{I_2^2}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot (132,79 + 0,25 + 0,078)} = 0,0029 \text{ о. е.},$$

где x_d'' - сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси;

x_{Γ} - сопротивление обратной последовательности генератора;

x_{T} - сопротивление трансформатора в относительных единицах.

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2C.3*} = 2 \cdot I_{2C.3} \cdot K_{\text{T}} = 2 \cdot 0,0028 \cdot \left(\frac{242}{10,5}\right) = 0,13; \quad (5.32)$$

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

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

5.3.5 Защита от симметричных перегрузок

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{сигн}} = \frac{K_{\text{н}} \cdot I_{\text{н}}}{K_{\text{в}}} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{н}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{н}}; \quad (5.33)$$

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

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

Выдержка времени 0,9 секунд.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{1\text{пуск}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{н}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{н}}. \quad (5.34)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

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

Таблица 5.2 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок

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

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

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

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

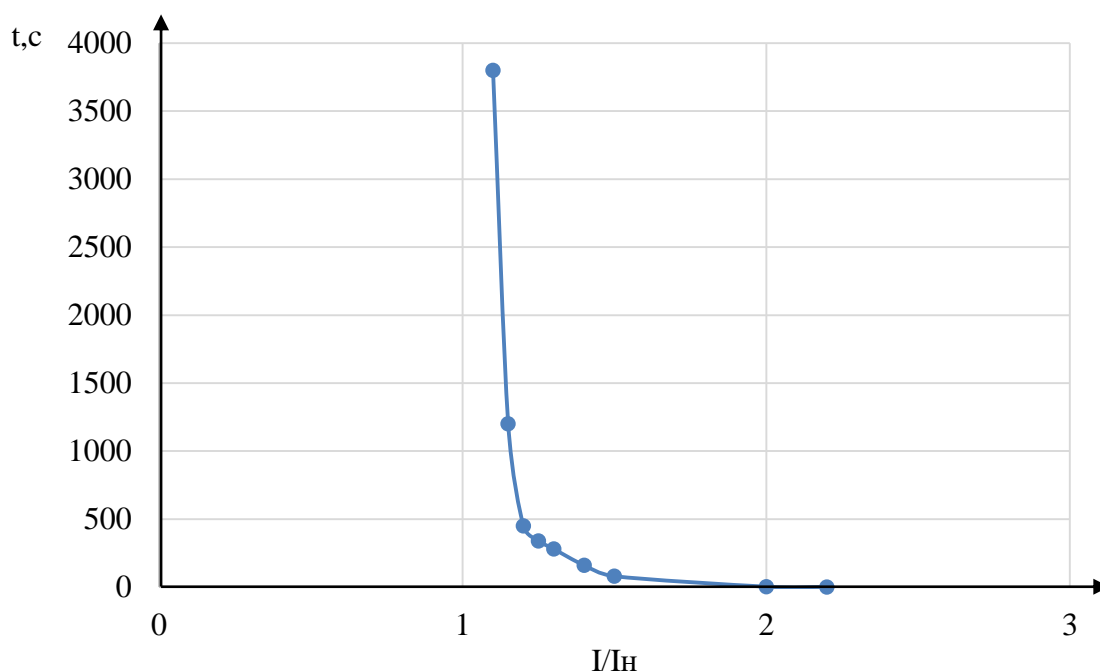


Рисунок 5.4 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{1отс} = \frac{1,5 \cdot I_{ном}}{0,98} = 1,53 \cdot I_{ном}. \quad (5.35)$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению ($U_T <$).

Напряжение срабатывания принимается равным:

$$U_{ср} = \frac{0,68 \cdot U_{ном}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 10500/100} = 66 \text{ В}. \quad (5.36)$$

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

5.3.6 Дистанционная защита генератора ($Z_{1<}$), ($Z_{2<}$)

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

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

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

Согласование производится для условий работы на шинах 2200 кВ ГЭС одного блока. Z_1 , приведенное к напряжению 220 кВ, может быть принято:

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 220 кВ Лакновая ГЭС–Ланковая:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1л} = 0,8 \cdot 614,9 + \frac{0,8}{3} \cdot 44,36 = 421,8 \text{ Ом}, \quad (5.37)$$

где Z_T – сопротивление трансформатора приведенное к высшей стороне;

$Z'_{1л}$ – сопротивление линии;

K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны.

Сопротивление трансформатора, приведенное к высшей стороне:

$$Z_T = \frac{0,105 \cdot 242^2}{12} = 512,4 \text{ Ом}.$$

Сопротивление линии:

$$Z'_{1л} = \sqrt{x_{л}^2 + r_{л}^2} = \sqrt{41,3^2 + 16,2^2} = 44,36 \text{ Ом}. \quad (5.38)$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,14 \cdot \frac{11}{12} + \frac{0,8}{3} \cdot \frac{11}{242^2} \cdot 44,36 = 0,08,$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,08 \cdot 10,02 = 0,79 \text{ Ом}, \quad (5.39)$$

где Z_6 – базисное сопротивление генератора.

$$Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{\text{НГ}}} = \frac{10,5^2}{11} = 10,02 \text{ Ом}, \quad (5.40)$$

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{1C3} \leq Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,79 \cdot \frac{\frac{650}{5}}{\frac{10500}{100}} = 0,98 \text{ Ом}, \quad (5.41)$$

Принимается уставка $Z_{1C3} = 1 \text{ Ом}$.

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

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{нагр}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{нагр}}} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 650} = 10,02 \text{ Ом}, \quad (5.42)$$

где $I_{\text{нагр}}$ - номинальный ток статора, А.

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

$$I_{\phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{в.ном}}}{I_{\text{в.х.х}}} - 0,95}{x_d} = \frac{2 \cdot 2 - 0,95}{0,91} = 2,8, \quad (5.43)$$

где $I_{\text{в.х.х}}$ - ток ротора холостого хода, А;

x_d - синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{*\text{нагр.}\phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{н}}}{I_{\phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.}, \quad (5.44)$$

$$\cos\varphi_{\text{нагр.}\phi} = \frac{\cos\varphi_{\text{H}}}{0,95 \cdot I_{\phi}} = \frac{0,9}{0,95 \cdot 2,5} = 0,38. \quad (5.45)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{нагр.}\phi} = 67,6^{\circ}$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{\text{сзII}} = \frac{Z_{*\text{нагр.}\phi}}{K_{\text{H}}} = \frac{0,38}{1,1} = 0,35 \text{ о. е.}, \quad (5.46)$$

$$Z_{\text{сзII}} = Z_{\text{II о.е.}} \cdot Z_6 = 0,35 \cdot \frac{10,5^2}{11} = 3,51 \text{ Ом}. \quad (5.47)$$

Значение уставки реле составляет:

$$Z_{\text{сзII}} = \frac{Z_{\text{сз.з. II}} \cdot n_{\text{T}}}{n_{\text{H}}} = \frac{3,51 \cdot 650/5}{10500/100} = 4,34 \text{ Ом}. \quad (5.48)$$

Принимается уставка $Z_{\text{II}} = 4,34 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{\text{см1}} = 0,15 \text{ Ом}$, $Z_{\text{см2}} = 0,651 \text{ Ом}$.

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

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

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

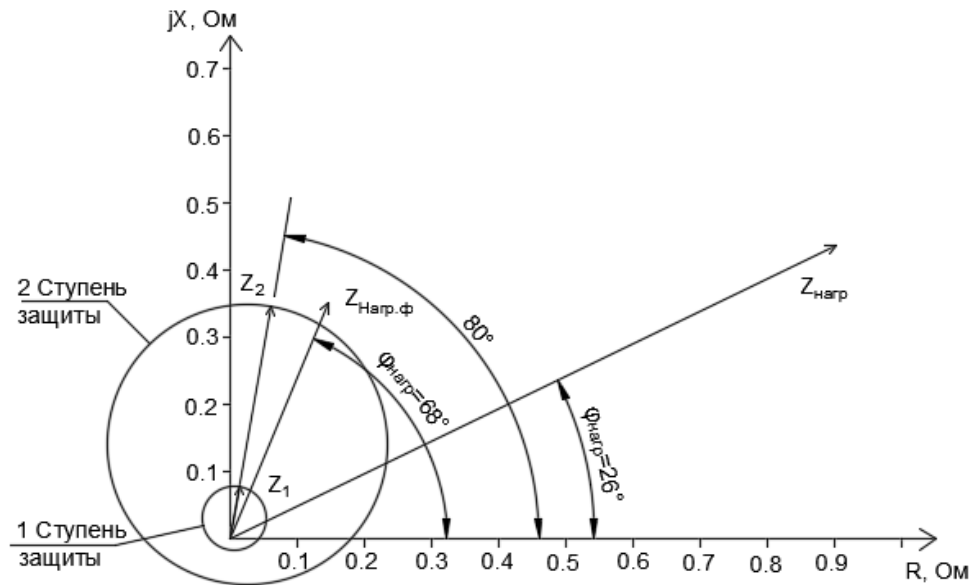


Рисунок 5.5 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты в первичных Омах

5.3.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{p \text{ сигн.}} = \frac{K_H \cdot I_{\text{ном.р}}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{ном.р}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{ном.р}} \quad (5.49)$$

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

Уставка пускового органа:

$$I_{p \text{ пуск.}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{ном.р}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{ном.р}} \quad (5.50)$$

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме, и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей ПГ, его данные представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки I/I_H	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность перегрузки (с)	длительность	250	180	160	120	90	72	45	20

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

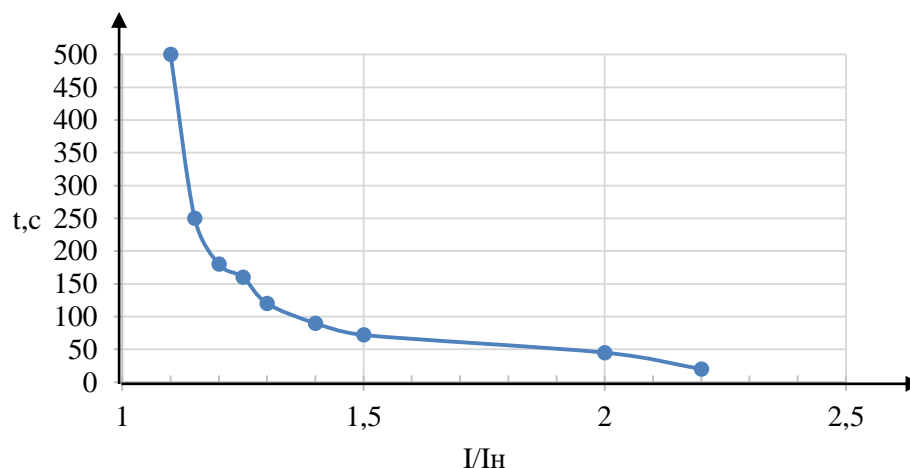


Рисунок 5.6 – Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{p \text{ пуск.}} = \frac{2,15 \cdot I_{\text{ном.р}}}{0,98} = 2,19 \cdot I_{\text{ном.р.}} \quad (5.51)$$

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

5.4 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

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

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

Таблица уставок и матриц отключения защит представлена в приложении (приложение В, таблица В.1-В.2).

6 Компонировка гидроузла

6.1 Определение класса гидротехнического сооружения и отметки гребня плотины

6.1.1 Определение класса гидротехнического сооружения

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

- 1) высота грунтовой плотины по приблизительным данным равна 19,2 м (∇ НПУ – ∇ дно=88,5-69,3=19,2 м) - IV;
- 2) установленная мощность проектируемой ГЭС – $N_{ГЭС}=27$ МВт - III;
- 3) число населения (пос. Ола – 2983 человека. ГЭС находится в 15 км выше от посёлка) – II.

По итогу Ланковский гидроузел относится к II классу сооружений. Из этого следует, что для дальнейших расчётов выбирается обеспеченность равной 1%.

6.1.2 Определение отметки гребня плотины

6.1.2.1 Грунтовая плотина

За отметку гребня плотины принимается:

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

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

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

где $h_{run1\%}$ – высота наката волн на напорной грани;
 Δh_{set} – высота ветрового нагона;
 a – величина запаса, для II класса сооружения.

Определяется высота ветрового нагона волны для основного случая по формуле:

$$\Delta h_{set} = K_w \cdot \frac{v^2 L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha, \quad (6.3)$$

где K_w – коэффициент, зависящий от скорости ветра, равный:

$$K_w = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot v) \cdot 10^{-7} = 0,00000102, \quad (6.4)$$

$v = 8$ – расчетная скорость ветра, м/с;
 $L = 503$ – длина разгона волны, м;
 α – угол между продольной осью водохранилища и направлением ветра ($\alpha = 0$);
 d – условная расчетная глубина воды в водохранилище, определяется:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}}{2} = \frac{88,5 - 69,3}{2} = 9,6 \text{ м.} \quad (6.5)$$

$$\Delta h_{\text{set}} = 0,00000102 \cdot \frac{8^2 \cdot 503}{9,81 \cdot 9,6} \cdot \cos 0^\circ = 0,00035 \text{ м,}$$

Определяются параметры волнового воздействия:

1) Безразмерные комплексы:

$$\frac{gL}{v^2} = \frac{9,81 \cdot 503}{8^2} = 77,101, \quad (6.6)$$

$$\frac{gt}{v} = \frac{9,81 \cdot 21600}{8} = 26487, \quad (6.7)$$

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

2) Из графика по верхней кривой по значениям $\frac{gL}{v^2}$ и $\frac{gt}{v}$ определяются параметры $\frac{g\bar{h}}{v^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{v}$, данные занесены в таблицу 6.1

Таблица 6.1 – Определение безразмерных комплексов:

Безразмерные единицы	$\frac{g\bar{h}}{v^2}$	$\frac{g\bar{T}}{v}$
$\frac{gL}{v^2}$	0,016	1,5
$\frac{gt}{v}$	0,1	4,9

Из наименьших данных в таблице 6.1, произведён расчёт параметров волн, таких как период и среднюю высоту волны.

Расчёт произведён по следующим формулам:

$$\bar{h} = \frac{0,016 \cdot v^2}{g} = \frac{0,016 \cdot 8^2}{9,81} = 0,1044 \text{ м,} \quad (6.8)$$

$$\bar{T} = \frac{1,5 \cdot v}{g} = \frac{1,5 \cdot 8}{9,81} = 1,2232 \text{ с.} \quad (6.9)$$

3) Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda} = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2 \cdot \pi} = \frac{9,81 \cdot 1,2232^2}{2 \cdot 3,14} = 2,3374 \text{ м}, \quad (6.10)$$

4) Выполняется проверка на глубоководность:

$$d \geq 0,5\bar{\lambda}, \quad (6.11)$$

$$9,6 \text{ м} \geq 3,71 \text{ м}.$$

5) Определяется высота волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 2,1 \cdot 0,1044 = 0,219 \text{ м}, \quad (6.12)$$

где $K_i = 2,1$ – коэффициент, определяемый по графику в зависимости от значения $\frac{gL}{v^2}$.

6) Высота наката волн 1% обеспеченности на грунтовую плотину рассчитывается по формуле:

$$h_{run1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%}, \quad (6.13)$$

$$h_{run1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,2 \cdot 2,1 \cdot 0,219 = 1,39 \text{ м},$$

где $k_r = 1$ и $k_p = 0,9$ – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, принимаемые по СП;

$k_{sp} = 1,2$ – коэффициент;

$k_{run} = 2,1$ – коэффициент, принимаемый по графикам в зависимости от пологости волны.

7) Отметка гребня грунтовой плотины:

$$\nabla_{ГП} = \nabla_{НПУ} + h_s = 88,5 + 1,1 = 89,6 \text{ м}. \quad (6.14)$$

6.2 Гидравлические расчёты

6.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Определяют расчетный расход воды для основного расчетного случая Q_p , который должен пропускаться, как правило, при НПУ через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии и через гидроагрегаты ГЭС – $Q_{ГЭС}$. Количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов, должно быть не более:

(n-1) при числе гидроагрегатов ГЭС $n < 6$.

С учетом того, что на Ланковской ГЭС запроектировано 3 гидроагрегата выбирается количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов $n - 1 = 2$.

$$Q_p = Q_{max.осн.} - Q_{ГЭС}, \quad (6.15)$$

где $Q_{max.осн.} = 754 \text{ м}^3/\text{с}$ – максимальный расход для основного расчетного случая 1,0% обеспеченности для II класса сооружений.

$$H_{осн} = \text{НПУ} - \text{УНБ}(Q_{1\%}) = 88,5 - 72 = 30,45 \text{ м}, \quad (6.16)$$

$$Q_{ГА} = \frac{N_{ГА}}{9,81 \cdot H_{осн} \cdot \eta} = \frac{9 \cdot 1000}{9,81 \cdot 16,5 \cdot 0,91} = 61 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \quad (6.17)$$

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГА} \cdot 2 = 2 \cdot 61,1 = 122,2 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (6.18)$$

$$Q_p = 754 - 122,2 = 631,8 \frac{\text{м}^3}{\text{с}},$$

Ширина водосливного фронта рассчитывается по формуле:

$$B = \frac{Q_p}{q_B} = \frac{631,8}{16,9} = 37,5 \text{ м}, \quad (6.19)$$

$$q_p = [v]_h \cdot h_{НБ} = 5 \cdot 2,7 = 13,5 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (6.20)$$

$$q_B = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 13,5 = 16,9 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (6.21)$$

где q_B – удельный расход на водосливе;
 q_p – удельный расход на рисберме;
 $h_{НБ} = 2,7 \text{ м}$ – глубина воды в нижнем бьефе;
 $[v]_h = 5 \text{ м/с}$ – допустимая скорость в рисберме.

Ширина водосливного фронта B должна быть целым числом, поэтому полученное значение округляют в большую сторону.

Принимается 4 пролетов по 10 метров.

$$B = b \cdot n = 4 \cdot 10 = 40 \text{ м}, \quad (6.22)$$

6.2.2 Определение отметки гребня водослива

Рассчитывается криволинейный без вакуумный водослив практического профиля.

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

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{631,8}{0,49 \cdot 40 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 3,755 \text{ м}, \quad (6.23)$$

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

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

$$H_{02} = \left(\frac{631,8}{0,49 \cdot 0,96 \cdot 40 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 3,855 \text{ м},$$

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

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\varepsilon_y + (n - 1) \cdot \varepsilon_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b}, \quad (6.25)$$

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (4 - 1) \cdot 0,45}{3} \cdot \frac{3,755}{10} = 0,96,$$

где $\varepsilon_y = 0,7$ – коэффициент формы боковых устоев;
 $\varepsilon_0 = 0,45$ – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане, для полукруглого очертания;
 b – ширина пролета;
 n – число пролетов.

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

$$V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}) \cdot (B + (n - 1) \cdot \delta_6)}, \quad (6.26)$$

$$V_0 = \frac{631,8}{(88,5 - 69,3) \cdot (40 + (4 - 1) \cdot 2,5)} = 0,69 \frac{\text{м}}{\text{с}};$$

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2g} = 3,855 - \frac{1,1 \cdot 0,69^2}{2 \cdot 9,81} = 3,828 \text{ м}, \quad (6.27)$$

Отметка гребня водослива определяется по формуле:

$$\nabla_{ГВ} = \nabla_{НПУ} - H_{ст} = 88,5 - 4 = 84,5 \text{ м}, \quad (6.28)$$

где $H_{ст}$ – стандартный напор, ближайший к H в соответствии с техническим регламентом, принимаем $H_{ст} = 4$ м.

6.2.3 Построение оголовка профиля водосливной грани по Кригер – Офицерову

Очертание оголовка строится по координатам, полученным способом Кригера – Офицерова, приведены в таблицу 6.2, рисунок 6.1.

Отметка верха быка вычисляются по формуле:

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГВ} + 1,6H_{ст} = 84,50 + 1,6 \cdot 4 = 90,9 \text{ м}, \quad (6.29)$$

Таблица 6.2 – Приведённые координаты очертания гребня водосливной плотины

x	y	x · H _{ст}	y · H _{ст}
0	0.126	0	0.504
0.1	0.036	0.4	0.144
0.2	0.007	0.8	0.028
0.3	0	1.2	0
0.4	0.006	1.6	0.024
0.5	0.027	2	0.108
0.6	0.06	2.4	0.24
0.7	0.1	2.8	0.4
0.8	0.146	3.2	0.584
0.9	0.198	3.6	0.792
1	0.256	4	1.024
1.1	0.321	4.4	1.284
1.2	0.394	4.8	1.576
1.3	0.475	5.2	1.9
1.4	0.564	5.6	2.256
1.5	0.661	6	2.644
1.6	0.764	6.4	3.056
1.7	0.873	6.8	3.492
1.8	0.987	7.2	3.948
1.9	1.108	7.6	4.432

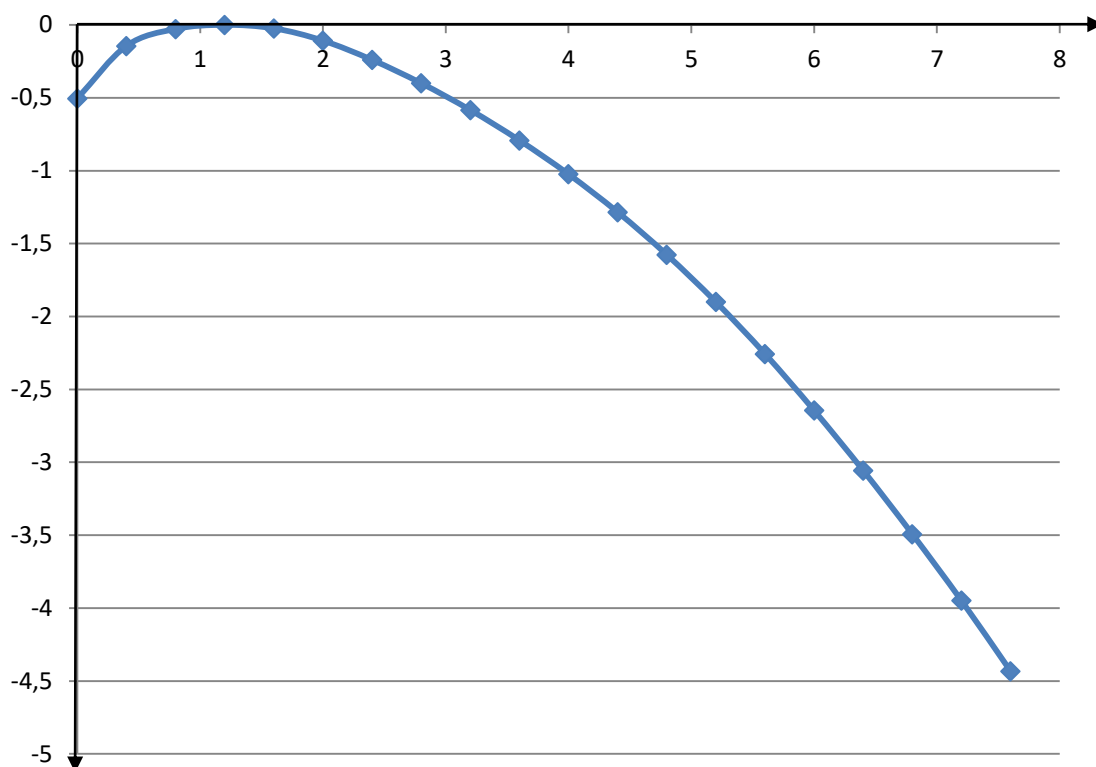


Рисунок 6.1 – Оголовок водосливной грани

6.2.4 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

Для определения типа гидравлического прыжка вычисляется критическая глубина потока:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot (Q_{расч}^{осн})^2}{(B + (n - 1) \cdot \delta_B)^2 g'}} \quad (6.30)$$

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 631,8^2}{(40 + (4 - 1) \cdot 2,5)^2 \cdot 9,81}} = 2,71 \text{ м};$$

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{дна} = 88,5 - 69,3 = 19,2 \text{ м}, \quad (6.31)$$

Первая сопряженная глубина, рассчитывается методом последовательных приближений:

$$h'_{c1} = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (\nabla_{НПУ} - \nabla_{дно} - h'_{c1})}}, \quad (6.32)$$

$$h'_{c1} = \frac{13,3}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (88,5 - 69,3 - 0)}} = 0,76 \text{ м};$$

$$q_c = \frac{Q_p}{B_B + (n - 1) \cdot b} = \frac{631,8}{40 + (4 - 1) \cdot 2,5} = 13,3 \frac{\text{м}^2}{\text{с}}, \quad (6.33)$$

Уточняется величина h'_{c1} :

$$h'_{c1} = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНО}} - h'_{c1})}}, \quad (6.34)$$

$$h'_{c1} = \frac{13,3}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (88,5 - 69,3 - 0,76)}} = 0,78 \text{ м};$$

Вторая сопряженная глубина:

$$h''_{c,2} = \frac{h'_{c,1}}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{\text{кр}}}{h'_{c,1}} \right)^3} - 1 \right), \quad (6.35)$$

$$h''_{c,2} = \frac{0,93}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{2,71}{0,78} \right)^3} - 1 \right) = 6,67 \text{ м};$$

Так как $h_{\text{нб}}=2,7$ м, а вторая сопряжённая глубина равна 6,67 м, следовательно прыжок отогнанный. Далее производится расчет водобойного колодца.

6.2.5 Расчёт водобойного колодца

Ширина водобойного колодца B_K принимается равной B_B .

Определяется начальная глубина колодца по следующей формуле:

$$d_K = \sigma \cdot h_c'' - (h_{\text{нб}} + \Delta Z), \quad (6.36)$$

Перепад ΔZ вычисляется:

$$\Delta Z = \left(\frac{q^2}{2 \cdot g \cdot \varphi^2 \cdot h_{\text{нб}}^2} \right) - \left(\frac{\alpha \cdot q^2}{2 \cdot g \cdot \sigma^2 \cdot h_c''^2} \right), \quad (6.37)$$

$$\Delta Z = \left(\frac{13,3^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 0,9^2 \cdot 2,7^2} \right) - \left(\frac{1,1 \cdot 13,3^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 1,1^2 \cdot 6,67^2} \right) = 1,35;$$

Тогда с помощью полученных данных рассчитывается:

$$d_K = 1,1 \cdot 6,67 - (2,7 + 1,87) = 3,4 \text{ м},$$

Вычисляется полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНО}} = 88,5 - 69,3 = 19,2 \text{ м}, \quad (6.38)$$

Определяется сопряжение глубины:

$$h'_{c1} = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - h'_{c1})}}, \quad (6.39)$$

$$h'_{c1} = \frac{13,3}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (19,2 - 0)}} = 0,76 \text{ м};$$

$$h'_{c1} = \frac{13,3}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (19,2 - 0,9)}} = 0,78 \text{ м};$$

$$h''_{c,2} = \frac{h'_{c,1}}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{\text{кр}}}{h'_{c,1}} \right)^3} - 1 \right), \quad (6.40)$$

$$h''_{c,2} = \frac{112}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{2,71}{0,78} \right)^3} - 1 \right) = 6,77 \text{ м};$$

Вычисляется полная удельная энергия в сечении перед водосливом с учетом начальной глубины колодца:

$$T_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНО}} + d_K = 88,5 - 69,3 + 3,4 = 22,59 \text{ м}, \quad (6.41)$$

Определяются сопряжённые глубины:

$$h'_{c1} = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - h'_{c1})}}, \quad (6.42)$$

$$h'_{c1} = \frac{13,3}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (21,7 - 0,78)}} = 0,71 \text{ м};$$

$$h'_{c1} = \frac{13,3}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (21,7 - 0,71)}} = 0,71 \text{ м};$$

$$h''_{c,2} = \frac{h'_{c,1}}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{кр}}{h'_{c,1}} \right)^3} - 1 \right), \quad (6.43)$$

$$h''_{c,2} = \frac{0,87}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{2,71}{0,71} \right)^3} - 1 \right) = 7,11 \text{ мм};$$

Тогда определяется новая глубина колодца:

$$\Delta Z = \left(\frac{q^2}{2 \cdot g \cdot \varphi^2 \cdot h_{НБ}^2} \right) - \left(\frac{\alpha \cdot q^2}{2 \cdot g \cdot \sigma^2 \cdot h_c''^2} \right), \quad (6.44)$$

$$\Delta Z = \left(\frac{13,3}{2 \cdot 9,81 \cdot 0,9^2 \cdot 2,7^2} \right) - \left(\frac{1,1 \cdot 13,3^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 1,1^2 \cdot 7,11^2} \right) = 1,36 \text{ м};$$

$$d_{K2} = \sigma \cdot h_c'' - (h_{НБ} + \Delta Z) = 1,1 \cdot 6,72 - (2,7 + 1,89) = 2,79 \text{ м}, \quad (6.45)$$

$$\frac{d_{K2} - d_K}{d_{K2}} = \frac{3,75 - 3,4}{3,75} \cdot 100\% = 9,57 \%, \quad (6.46)$$

Принимается глубина колодца:

$$d_{K2} = 3,75 \text{ м};$$

$$\nabla_{ПВ} = \nabla_{ДНО} - d_K = 69,3 - 3,75 = 65,57, \quad (6.47)$$

6.2.6 Расчёт глубинных (донных) водосбросов

Определяется площадь одного водосбросного отверстия $\omega_{во}$, затем назначаются размеры водосбросного отверстия:

$$Q = \mu \omega_{во} \sqrt{2gH_{во}}, \quad (6.48)$$

$$\omega_{\text{во}} = \frac{Q}{\mu\sqrt{2gH_{\text{во}}}} = \frac{150}{0,81\sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 16,2}} = 10,41 \text{ м}^2, \quad (6.49)$$

где Q – расход, сбрасываемый через одно отверстие $\frac{\text{м}^3}{\text{с}}$;

$$Q = \frac{V_{\text{пол}} + V_{\text{прит}}}{n} = \frac{(0,980 + 0,968) \cdot 10^9}{5 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} = 150 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (6.50)$$

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

$V_{\text{прит}}$ – объём притока воды за период половодья;

$\omega_{\text{во}}$ – площадь выходных отверстий, м^2 ;

μ – коэффициент расхода, равный 0,81.

$H_{\text{во}}$ – напор над центром выходного отверстия.

$$\nabla\text{ПО} = \nabla\text{ДНА} + h_{\text{п}} = 69,3 + 2 = 71,3 \text{ м}, \quad (6.51)$$

$$H_{\text{во}} = \nabla\text{ПО} + \frac{h_{\text{во}}}{2} = 71,3 + \frac{2}{2} = 72,3 \text{ м}, \quad (6.52)$$

$$H_{\text{во}} = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ВО} = 88,5 - 72,3 = 16,2 \text{ м}, \quad (6.53)$$

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

$h_{\text{во}} = 2 \text{ м}$ – высота отверстия принятая предварительно, м.

Принимается 3 заглубленных водоводов сечением 2х2 м.

6.3 Конструирование бетонной водосливной плотины

6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

Треугольный профиль гравитационной плотины, имеющий минимальную ширину понизу, является наиболее экономичным.

Как показывает опыт для гравитационной бетонной плотины на скальном основании оптимальным профилем является прямоугольный треугольник с заложение с низовой гранью $m_{\text{н}} = 0,7$.

Высота плотины:

$$h = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{под} = 88,5 - 67,3 = 21,2 \text{ м}, \quad (6.54)$$

$$\nabla\text{под} = \nabla\text{дна} - (1 \div 3)\text{м} = 69,3 - 2 = 67,3 \text{ м}, \quad (6.55)$$

Ширину водосливной плотины:

$$B = 0,7 \cdot h = 0,7 \cdot 21,2 = 14,84 \text{ м}, \quad (6.56)$$

Принимается ширина водосливной плотины $B = 15 \text{ м}$.

6.3.2 Разрез плотины швами

В данной работе бетонная водосливная плотина разрезана швами по осям быков, т.е. ширина одной секции между швами равна:

$$b + \delta_B = 10 + 2,5 = 12,5 \text{ м}, \quad (6.57)$$

где b – ширина пролета водосливной плотины;
 δ_B – толщина быка.

Температурные швы для проектируемой бетонной плотины принимаем шириной 0,5 см на расстоянии 5 м от лицевых граней и гребня, а внутри тела плотины 0,1 см.

6.3.3 Быки

Головная часть быка имеет обтекаемую форму в виде полукруга. Бык имеет разрезную конструкцию, т.е. по его оси проходят швы, отделяющие секции водосливной плотины.

На водосливе устроены быки для деления водосливного фронта на пролеты и для установки затворов. Все основные размеры быка показаны на чертеже в приложении (приложение Г, рисунок Г.1).

6.3.4 Устой

Для проектируемой плотины устроен сопрягающий устой для защиты, примыкающей к водосливу земляной плотины от размыва водой, сбрасываемой через водослив; для обеспечения плавного подхода потока к водосливу и плавного его растекания в нижнем бьефе; для предотвращения опасного воздействия фильтрации в зоне примыкания водосливной плотины к земляной. Между зданием ГЭС и водосбросной плотиной предусмотрен разделительный устой длиной 30 м.

6.3.5 Дренаж тела бетонной плотины

Вдоль напорной грани плотин устроен дренаж в виде вертикальных скважин (дрен), имеющих выходы в продольные галереи.

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

$$a_{др} \geq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{I_{кр,м}} = \frac{21,6 \cdot 1,2}{25} = 1,04 \text{ м}, \quad (6.58)$$

где H_d – напор над расчетным сечением = 21,6 м,
 γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения = 1,2
 $I_{кр,м}$ – критический средний градиент напора для бетона плотины, для гравитационных и массивно-контрфорсных плотин равный 25.

Расстояние от напорной грани до вертикальной дренажной скважины принимается 4 м, диаметр скважины принимается равным 0,15 м.

6.3.6 Элементы подземного контура плотины

В основании плотины, стоящей на скале, устраивается цементационная завеса и вертикальный дренаж для уменьшения фильтрационного давления. Противофильтрационные завесы устраиваются под подошвой плотины с верховой стороны.

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1) \cdot B, \quad (6.59)$$

где B – ширина подошвы плотины.

$$l_1 = 0,1 \cdot 15 = 1,5 \text{ м},$$

С учётом расположения цементной галереи принимается $l_1 = 4$ м.
 Глубина цементационной завесы:

$$h_{зав} = 0,5 \cdot H_d = 0,5 \cdot 18,6 = 9,3 \text{ м}, \quad (6.60)$$

Глубина дренажа:

$$h_{др} = 0,5 \cdot h_{зав} = 0,5 \cdot 9,3 = 4,65 \text{ м}, \quad (6.61)$$

Диаметр скважин для дренажа принимается 0,2 м с шагом 2 м. Расстояние от оси цементной завесы до оси дренажа принимается 4 м.

6.3.7 Рисберма

За стенкой устраивается рисберма – участок, предназначенный для успокоения и рассеяния потока. Выполняемую в виде крепления из бетонных или железобетонных плит размером 10x10 м, расположенных в шахматном порядке. По течению крепление облегчается за счет уменьшения толщины плит.

Плиты имеют дренажные отверстия размером 0,25 м на расстоянии 5 м друг от друга.

Толщина первой плиты рисбермы:

$$\delta_{\text{рис.1}} = \frac{2}{3} \cdot 2 = 1,3 \text{ м},$$

Толщина второй плиты рисбермы:

$$\delta_{\text{рис.2}} = \frac{2}{3} \cdot 1,3 = 0,9 \text{ м},$$

Толщина третьей плиты рисбермы:

$$\delta_{\text{рис.3}} = \frac{2}{3} \cdot 0,9 = 0,6 \text{ м},$$

6.4 Обоснование надёжности и безопасности бетонной плотины

6.4.1 Вес сооружения и затворов

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCAD:

$$S_{\text{пл}} = 184 \text{ м}^2;$$

$$S_{\text{б}} = 286 \text{ м}^2.$$

Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{184 \cdot 10 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{10 + 2,5} = 3463,605 \text{ кН/м}, \quad (6.62)$$

где $S_{\text{пл}}$ – площадь сечения водосливной плотины без зуба;

b – ширина пролета;

$\delta_{\text{б}}$ – ширина быка.

Вес быка и точку его приложения определяют аналогичным образом:

$$G_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}} \cdot \delta_{\text{б}} \cdot g \cdot \rho_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{286 \cdot 2,5 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{10 + 2,5} = 1347,579 \text{ кН/м}, \quad (6.63)$$

где $S_{\text{б}}$ – площадь сечения быка без зуба.

Вес плоского затвора:

$$Q_3 = 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g = 0,055 \cdot 55 \cdot \sqrt{55} \cdot 9,81 = 220,08 \text{ кН}, \quad (6.64)$$

где f - площадь затвора находится по формуле.

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (89,5 - 84,5 + 0,5) \cdot 10 = 55 \text{ м}^2, \quad (6.65)$$

Вес затвора приводится к 1 п.м:

$$Q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b + \delta_g} = \frac{220,08}{10 + 2,5} = 17,61 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.66)$$

6.4.2 Сила гидростатического давления воды

Эпюры гидростатического давления воды принимаются по треугольнику. Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

1) с верхнего бьефа:

$$T_B = \frac{g \cdot h_1^2 \cdot \rho_B}{2} = \frac{9,81 \cdot 21,2^2 \cdot 1}{2} = 2204,5 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.67)$$

где $h_1 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 88,5 - 67,3 = 21,2 \text{ м}$.

2) с нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{g \cdot h_2^2 \cdot \rho_B}{2} = \frac{9,81 \cdot 5,7^2 \cdot 1}{2} = 108,4 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.68)$$

где $h_2 = \nabla\text{УНБ}_{\text{min}} - \nabla\text{ПОД} = 72 - 67,3 = 4,7 \text{ м}$.

6.4.3 Фильтрационные и взвешивающее давление

Фильтрационный расчёт для плотин на скальном основании производится для случая, когда уровень верхнего бьефа соответствует нормальному подпорному уровню, а уровень нижнего бьефа соответствует минимальному, который возможен при пропуске расхода на водохозяйственные нужды.

Для 2 класса сооружений:

$$H_d = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{НБ}_{\text{min}} = 88,5 - 69,9 = 18,6 \text{ м}, \quad (6.69)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 18,6 = 7,4 \text{ м}, \quad (6.70)$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 18,6 = 3,72 \text{ м}, \quad (6.71)$$

Сила взвешивающего давления определяется по формуле:

$$W_{\text{взв}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}} = 1 \cdot 9,81 \cdot 70,5 = 691,61 \text{ кН}, \quad (6.72)$$

где $S_{\text{эп}}$ - площади эпюры взвешивающего давления, определена с помощью AutoCAD, $S_{\text{эп}} = 70,5 \text{ м}^2$.

Площадь эпюры фильтрационного давления определяется как сумма площадей отдельных её участков, представляющих из себя прямоугольные трапеции и прямоугольный треугольник, или с помощью AutoCAD.

Сила фильтрационного давления на подошву сооружения:

$$W_{\text{ф}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{ф}} = 1 \cdot 9,81 \cdot 81,91 = 803,5 \text{ кН}, \quad (6.73)$$

6.4.4 Давление наносов на вертикальную грань

$$p_{\text{н}} = \gamma_{\text{н}} h_{\text{н}} t g^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{н}}}{2} \right) = 11 \cdot 1 \cdot t g^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 5,4 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (6.74)$$

где $\gamma_{\text{н}}$ - удельный вес наносов во взвешенном состоянии ($9 \div 13$) $\text{кН}/\text{м}^3$;

$$\gamma_{\text{н}} = 11 \text{ кН}/\text{м}^3;$$

$h_{\text{н}}$ - толщина слоя наносов, принимаем от уровня заиления дна, $h_{\text{н}} = 2 \text{ м}$;

$\varphi_{\text{н}} = 20^\circ$ - угол внутреннего трения наносов.

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.:

$$E_{\text{н}} = \frac{p_{\text{н}} h_{\text{н}}}{2} = \frac{5,4 \cdot 2}{2} = 5,4 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.75)$$

Активное давление грунта основания со стороны ВБ определяется следующим образом. В точке на границе слоя наносов и верхнего слоя грунта, боковое давление грунта определяют дважды: считая эту точку принадлежащей слою наносов $p_{\text{н}}$, а затем слою грунта, пригруженному весом наносов:

$$p_{\text{А.гр}}' = \gamma_{\text{н}} h_{\text{н}} t g^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot t g \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right), \quad (6.76)$$

$$p_{\text{А.гр}}' = 11 \cdot 1 \cdot t g^2 \left(45 - \frac{32}{2} \right) - 2 \cdot 80 \cdot t g \left(45 - \frac{32}{2} \right) = -45,42 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2};$$

$$p_{\text{А.гр}}'' = (\gamma_{\text{н}} h_{\text{н}} + \gamma_{\text{взв гр}} h_{\text{гр}}) \cdot t g^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot t g \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right), \quad (6.77)$$

$$p_{\text{А.гр}}'' = (11 \cdot 1 + 17,5 \cdot 1) \cdot t g^2 \left(45 - \frac{32}{2} \right) - 2 \cdot 80 \cdot t g \left(45 - \frac{32}{2} \right) = -40,03 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2};$$

$$\gamma_{\text{взв гр}} = \gamma_0 - (1 - n_0)\gamma_w = 25 - (1 - 0,24) \cdot 9,81 = 17,5 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}, \quad (6.78)$$

где c – сцепление грунта, равное 80 кПа;

γ_0 – удельный вес сухого грунта, принимаем равным 25 кН/м³;

n_0 – пористость сухого грунта, равная 0,24;

γ_w – удельный вес воды;

$h_{\text{гр}}$ – толщина слоя грунта, равная 1 м;

$\varphi_{\text{гр}}$ – угол внутреннего трения, равный 32°, исходя из основания.

Равнодействующая активного давления грунта с учетом наносов на 1 п.м. равна площади эпюры:

$$E_{\text{акт}} = S_{\text{эп}} = \left(\frac{p_{\text{А.гр}}' + p_{\text{А.гр}}''}{2} \right) h_{\text{гр}}, \quad (6.79)$$

$$E_{\text{акт}} = \left(\frac{-45,42 - 40,03}{2} \right) \cdot 1 = -65,44 \frac{\text{кН}}{\text{м}};$$

Так как полученное значение отрицательное, значит активное давление грунта на ГТС отсутствует.

Пассивное давление грунта основания со стороны НБ определяется по формуле:

$$p_{\text{П.гр}}'' = \gamma_{\text{взв гр}} h_{\text{гр}} tg^2 \left(45 + \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) + 2 \cdot c \cdot tg \left(45 + \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right), \quad (6.80)$$

$$p_{\text{П.гр}}'' = 17,5 \cdot 1 \cdot tg^2 \left(45 + \frac{32}{2} \right) + 2 \cdot 80 \cdot tg \left(45 + \frac{32}{2} \right) = 345,6 \text{ кН/м}^2$$

Равнодействующая пассивного давления грунта равна площади эпюры:

$$E_{\text{пасс}} = S_{\text{эп}} = \frac{p_{\text{П.гр}}'' \cdot h_{\text{гр}}}{2} = \frac{345,6 \cdot 1}{2} = 172,8 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.81)$$

6.4.5 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления определяется по формула А.Л. Можевитинова:

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (6.82)$$

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 0,219^2}{2,337} = 0,0646 \text{ м}, \quad (6.83)$$

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 0,219 \cdot \left(\frac{2,337}{3,14} + \frac{0,0646}{2} \right) = 835,077 \text{ Н},$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{2,337}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 0,219 = 0,29 \text{ м}, \quad (6.84)$$

Эпюра волнового давления представлена в виде треугольника, основание которого параллельно верховой грани плотины, одна вершина треугольника, лежащая на основании, расположена на расстоянии $1,1 \cdot h_{1\%} = 1,1 \cdot 0,219 = 0,241$ м над УВБ, а другая ниже УВБ на $8 \cdot h_{1\%} = 8 \cdot 0,219 = 1,754$ м.

6.4.6 Расчёт прочности плотины

Расчёт плотины будем вести без учёта температурных воздействий. Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. В результате расчёта определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности.

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

Все нагрузки, умноженные на коэффициент надёжности представлены в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	γ_f	Направление силы	Основной случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
Тв	1	→	2204,50	7,1	15651,97
Тн	1	←	108,35	1,6	-173,36
Гб	0,95	↓	1280,20	3,6	-4608,72
Гпл	0,95	↓	3290,42	1,4	-4606,59
Wвзв	1	↑	691,61	0	0
Wф	1	↑	820,08	3,7	3034,07
Qз	0,9	↓	15,85	5,7	-90,32
Wволн	1	→	0,84	21,1	17,62
Еакт	1,2	→	-65,44	2,33	-152,48
Епас	0,8	←	172,8	0,7	120,96
ΣN		↓↑	8519,14		
	ΣM		9193,15		

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

Для верховой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b} + \frac{6 \cdot \sum M}{b^2} = -\frac{8519,14}{15} + \frac{6 \cdot 9193,15}{15^2} = -323,6 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (6.85)$$

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

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (6.86)$$

$$\sigma_x^u = -323,6 \cdot 0^2 - 10 \cdot 18,6(1 - 0^2) = -186 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},$$

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

H_d^u – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

$m_u = \tan \alpha_1$, где α_1 – угол между напорной гранью и вертикалью, в нашем случае $m_u = 0$.

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (10 \cdot 18,6 - 323,6) \cdot 0 = 0 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (6.87)$$

Главное напряжение:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2, \quad (6.88)$$

$$\sigma_1^u = -323,6 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 18,6 \cdot 0^2 = -323,6 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

Главное напряжение:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 18,6 = -186 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (6.89)$$

Нормальное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b} - \frac{6 \cdot \sum M}{b^2} = -\frac{8519,14}{15} - \frac{6 \cdot 9193,15}{15^2} = -824,53 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (6.90)$$

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2), \quad (6.91)$$

$$\sigma_x^t = -824,53 \cdot (-0,7)^2 - 10 \cdot 4,7 \cdot (1 - 0,7^2) = -433,09 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

где $m_t = \tan \alpha_2$;

α_2 – угол между низовой гранью и вертикалью;

H_d^t – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа.

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t, \quad (6.92)$$

$$\tau_{xy}^t = -(10 \cdot 4,7 - 824,53) \cdot 0,7 = 544,27 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},$$

Главные напряжения:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2, \quad (6.93)$$

$$\sigma_3^t = -824,53 \cdot (1 + 0,7^2) + 10 \cdot 5,7 \cdot 0,7^2 = -1205,52 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 4,7 = -47 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (6.94)$$

По полученным данным для наглядности составляется таблица 6.4.

Таблица 6.4 – Расчёт напряжений со стороны верхнего и нижнего бьефов

Со стороны ВБ	Значение, кН/м ² .	Со стороны НБ	Значение, кН/м ²
σ_y^u	-323,6	σ_y^t	-824,53
σ_x^u	-186	σ_x^t	-433,09
τ_{xy}^u	0	τ_{xy}^t	544,272
σ_1^u	-323,6	σ_3^t	-1205,52
σ_3^u	-186	σ_1^t	-47

6.4.7 Критерии прочности плотины

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

1) на верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0, \quad (6.95)$$

$$-323,6 \text{ кН/м}^2 < 0.$$

2) зона верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u, \quad (6.96)$$

$$323,6 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 16,8 \geq 42 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

3) прочность на сжатие:

Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot \sigma_3 \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.97)$$

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

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок;

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

$$R_b \geq \frac{1,25 \cdot 1 \cdot 186}{0,9} = 258,33 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (6.98)$$

Предварительно принимается класс бетона В10 с расчётным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 6000 \text{ кН/м}^2$:

$$6000 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 258,33 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиями прочности.

6.4.8 Расчёт устойчивости плотины

$$R = (G_{\text{пл}} + G_{\text{б}} - W_{\text{взв}} - W_{\text{ф}} + Q_3) \cdot \tan \varphi + c \cdot \omega, \quad (6.99)$$

где $\varphi = 35^\circ$ – угол внутреннего трения для грунта основания;

$c = 140 \text{ кН/м}^2$ – сцепление для грунта основания;

$\omega = B_{\text{п}} \cdot 1 = 40 \text{ м}^2$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

$$F = T_{\text{в}} - T_{\text{н}} + W_{\text{вол}} = 2204,5 - 108,35 + 0,84 = 2096,99 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (6.100)$$

Таким образом, условие на сдвиг:

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.101)$$

$$\frac{4179,59 \cdot 0,95}{2096,99 \cdot 1} = 1,89,$$

$$1,89 \geq 1,2$$

Анализируя расчётные данные, можно утверждать, что выбранный профиль плотины удовлетворяет условиям прочности и надёжности, а также является экономичным. Запас по надёжности плотины обеспечивает её устойчивость.

7 Охрана труда, техника безопасности и пожарная безопасность

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Одной из важнейших задач службы эксплуатации Павловской ГЭС является, обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Последствия аварий на ГЭС (прорыв напорного фронта) могут быть катастрофическими для всего региона. Поэтому обеспечение безопасности ГТС является задачей общегосударственного значения. Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации ГТС регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Основным, из которых является Федеральный закон

«О безопасности гидротехнических сооружений». Требованием закона «О безопасности гидротехнических сооружений» является составление Декларации о безопасности ГТС, которое определяется положением, утвержденным Правительством РФ. Данное Положение определяет содержание, порядок составления Декларации о безопасности ГТС. Осуществление государственной экспертизы является обязательным для ГТС при их проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитальном ремонте, восстановлении или консервации

7.1.1 Требования по охране труда и техники для безопасности работников Ланковской ГЭС

Одной из основных условий для обеспечения безопасного труда на Ланковской ГЭС является создание подразделения по охране труда.

Служба по охране труда и контроля выполняет следующие задачи:

- 1.Организовывает работы по охране труда;
- 2.Осуществляет технический и технологический надзор за эксплуатацией оборудования, зданий и сооружений;
- 3.Осуществляет производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах;
- 4.Осуществляет контроль за организацией противопожарного режима и соблюдением требований пожарной безопасности;
- 5.Организовывает и координирует природоохранную деятельность.

Улучшение условий труда приведёт к росту экономических результатов: рост прибыли; сокращение затрат, связанных с компенсациями за работу с вредными и тяжелыми условиями труда; уменьшение, травматизма, профессиональной заболеваемости; уменьшением текучести кадров и т.д.

Отступления от вышеперечисленных правил, при обслуживании действующего, так и вновь вводимого или реконструируемого оборудования, не допускаются, за исключением введения новых нормативных актов.

Основными составляющими системы охраны труда являются следующие мероприятия:

- Создание службы охраны труда;
- Проведение аттестации рабочих мест;
- Проведение инструктажа с сотрудниками организации;
- Разработка и утверждение положения и инструкций по охране труда в организации.

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

Должностные документы разрабатываются на основе действующих нормативно-правовых актов по охране труда, таких как:

1. ГОСТ 12.0.004-90 ССБТ. Организация обучения безопасности труда. Общие положения (1999);

2. СТО 17230282.27.140.022-2008 «Здания ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования» - Введ. 30.10.2008 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008.

7.2 Пожарная безопасность

7.2.1 Общие требования к пожарной безопасности

Пожарная безопасность объекта должна обеспечиваться системами предотвращения пожара и противопожарной защиты, в том числе организационно-техническими мероприятиями.

Так как гидроузел находится в малонаселенной зоне, должно быть предусмотрено устройство пожарной части в непосредственной близости от станции, обслуживающую гидроузел.

Системы пожарной безопасности должны характеризоваться уровнем обеспечения пожарной безопасности людей и материальных ценностей, а также экономическими критериями эффективности этих систем для материальных ценностей, с учетом всех стадий выполнять одну из следующих задач:

- 1.Исключать возникновение пожара;
- 2.Обеспечивать пожарную безопасность людей;
- 3.Обеспечивать пожарную безопасность материальных ценностей;
- 4.Обеспечивать пожарную безопасность людей и материальных ценностей одновременно.

Опасными факторами, воздействующими на людей и материальные ценности, являются:

- 1.Пламя и искры;
- 2.Повышенная температура среды;
- 3.Токсичные продукты горения и термического разложения;
- 4.Задымление;
- 5.Пониженная концентрация (содержания) кислорода.

К вторичным проявлениям опасных факторов пожара, воздействующим на людей и материальные ценности, относятся:

-Осколки, части разрушившихся аппаратов, агрегатов, установок, конструкций;

-Радиоактивные и токсичные вещества и материалы, вышедшие из разрушенных аппаратов и установок;

-Электрический ток, возникший в результате выноса высокого напряжения на токопроводящие части конструкций, аппаратов, агрегатов;

-Опасные факторы взрыва по [ГОСТ 12.1.010](#), происшедшего вследствие пожара;

-Огнетушащие вещества.

Любая ГЭС должны быть оборудована оборудованием пожарной сигнализации, системой оповещения и эвакуацией персонала.

Каждый работник на ГЭС обязан знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности на рабочем месте, в других помещениях.

7.2.2 Объекты водяного пожаротушения на ГЭС

Объектами водяного пожаротушения на ГЭС являются:

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

На генераторах ГЭС устанавливаются защиты, которые автоматически: действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора размещают дренчерные кольцевые трубопроводы, в которых выполнены отверстия со специальными насадками – дренчерами – ось которых направлена в сторону обмотки.

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

Кабельные сооружения ГЭС должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов для подачи воды к месту возгорания, включая запорно-пусковые устройства.

Специальные места для курения располагаются в безопасных позициях на территории ГЭС.

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

7.2.3 Противопожарная безопасность в аккумуляторных установках

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

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

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

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

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

Запрещаются фланцевые соединения и установка вентиляей.

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

7. в аккумуляторном помещении забор воздушно-газовой среды при вентиляции должен производиться как из верхней, так и из нижней его части. Если потолок имеет выступающие конструкции или наклон, должна быть предусмотрена вытяжка воздуха соответственно из каждого отса или из самой верхней части потолка.

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

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

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

7.3 Охрана природы

7.3.1 Общие сведения о районе строительства

Ланковский гидроузел, расположен в Магаданской области, на реке Ланковая.

Левый приток реки Ола (22 км от устья), названа по имени рыбы ланок (ленок). Вытекает из горного озера Киси. Длина — 162 км, площадь водосбора — 3270 км². Высота устья — 45 м над уровнем моря.

В питание реки участвуют дождевые осадки, подземные и талые воды.

Основными фазами режима реки являются весенне-летнее половодье и зимняя межень. В осенние месяцы часто наблюдаются дождевые паводки.

На территории области многолетняя мерзлота распространена; мощность её и температура сильно изменяется. Наибольшей мощности мерзлота достигает в горах северной и северо-западной части области; в южных прибрежных районах мощность её значительно меньше, а иногда она и вовсе отсутствует. В верхнем бьефе водохранилища отсутствуют населённые пункты и производственные предприятия.

Водные биологические ресурсы реки Ланковая на участке строительства ГЭС представлены следующими видами: хариус, кижуч, мальма и т.д

Воздействие Ланковскую ГЭС на окружающую среду будет оказываться в период строительства и в период дальнейшей эксплуатации станции.

7.3.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При строительстве Ланковского ГУ выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- отсыпка перемычек;
- подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений;
- строительство поселка эксплуатирующего персонала.

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

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе свodka леса;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;
- образование и обращение с отходами;

- опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС;
- переселение населения из зоны затопления.

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

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

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

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

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

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

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

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

7.3.3 Мероприятия по подготовку ложа водохранилища

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период

1 Организационные

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

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

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

1.4 Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;

1.5 Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;

- 1.6 Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;
- 1.7 Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;
- 1.8 Организация и проведение производственного экологического контроля
- 2 Санитарно-технические
- 2.1 Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;
- 2.2 Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах;
- 2.3 Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;
- 2.4 Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;
- 2.5 Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;
- 2.6 Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ;
- 2.7 Организация и осуществление контроля качества сточных, дренажных и природных поверхностных вод;
- 2.8 Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;
- 2.9 Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;
- 2.10 Организация стоянок автотранспорта в специально-оборудованных местах, имеющих твердое покрытие.

7.3.4 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

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

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

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

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

В связи с тем, что рядом с ГЭС находится населенный пункт – п.Ола, согласно СП от 2.2.1/2.1.11200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» требуется проведение исследований по необходимости установления санитарно-защитной зоны: исследования химических (выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от источников выбросов) и физических (шум, инфразвук, интенсивность электромагнитных полей) факторов.

Также, согласно СП от 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения» требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Ланковая от сбросов Ланковской ГЭС ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения посёлка Ола и других низ лежащих по течению населённых пунктов, в пределах промплощадок объектов Ланковской ГЭС регламентируется требованиями СанПиН 2.1.4.1110-02:

- в первом поясе ЗСО не допускается спуск любых сточных вод, в том числе сточных вод водного транспорта;
- выявление объектов загрязняющих источников водоснабжения, с разработкой конкретных водоохраных мероприятий, обеспеченных источником финансирования, подрядными организациями и согласованных с центром государственного санитарно-эпидемиологического надзора.

8 Технико-экономическое обоснование

8.1 Оценка объёмов реализации энергии и расходов

8.1.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Электроэнергия не может быть накоплена, она поставляется в электрические сети Единой энергосистемы, где происходит ее продажа. Цена электрической энергии выражается в рублях за потребленный киловатт–час.

Объемы продаж электроэнергии в прогнозном периоде представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объемов продаж электроэнергии в первые годы эксплуатации.

Год	2024	2025	2026	2027	2028
Установленная мощность, МВт	11,25	27	27	27	27
Число часов использования установленной мощности	2430	4000	4000	4000	4000
Выработка электроэнергии, млн МВт·ч	27337,5	108000	108000	108000	108000
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39
Расходы электроэнергии на собственные нужды, тыс МВт·ч	106,62	421,20	421,20	421,20	421,20
Объем реализации электроэнергии, млн МВт·ч	27230,88	107578,80	107578,80	107578,80	107578,80
Тариф на электроэнергию, руб./МВт·ч	1143	1175	1206	1235	1262
Выручка от реализации электроэнергии, млн.руб.	31,12	126,41	129,74	132,6	135,76
НДС к выручке, млн. руб.	5,19	21,07	21,62	22,14	22,63

С помощью данной таблицы, сделан вывод, что объём выручки увеличивается. Это обусловлено такими факторами, как вводом в эксплуатацию новых производственных мощностей и ростом тарифов на электроэнергию.

8.1.2 Текущие расходы на производство электроэнергии

Текущие расходы формируются на основании «Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017 - 2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 г. №9) [1] с учетом реализованной электроэнергии.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Текущими расходами называются затраты, необходимые для организации производства и продукции.

Эксплуатационные расходы определяются на 1 МВт установленной мощности и представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Величина, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	2,871
Прочие расходы	274,0	3,082
Итого		5,953

Удельные значения расходов на ремонт оборудования представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Удельные расходы на ремонт гидроузла

Этапы проекта, лет	Величина, %
От 1 до 5	0,12
От 6 до 15	0,17
От 16 до 25	0,30
Свыше 25	0,40

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитаны исходя из тарифов без НДС, по данным условий ПАО «РусГидро» 2017 года в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Величина, млн. руб.
ОАО "СО - ЕЭС"	135,38 тыс.руб./МВт	1,523
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб./МВт·ч	0,106
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб./ МВт·ч	0,031
Итого		1,660

В соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации налог на воду реки Ланковая для водопользователей, составляет 4,8 рублей за 1 тыс. кВт·ч электроэнергии.

Текущие затраты по гидроузлу с 2024 г. по 2028 г. приведены в таблице 8.5, рисунок 8.1.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Год	2024	2025	2026	2027	2028
Амортизационные отчисления, млн. руб.	7,868	13,579	8,666	8,666	8,666
Расходы на страхование, млн. руб.	2,918	3,253	3,320	3,320	3,320
Эксплуатационные затраты, млн. руб.	5,953	14,288	14,288	14,288	14,288
Расходы на ремонт производственных фондов, млн. руб.	0,364	0,576	0,587	0,587	0,587
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн. руб.	1,660	3,985	3,985	3,985	3,985
Налог на воду, млн. руб.	0,373	1,119	1,119	1,119	1,119
Итого, млн. руб.	19,138	36,802	31,967	31,967	31,967

Из таблицы 8.5 можно сделать выводы, что затраты снижаются за счет ежегодного уменьшения расходов на страхование и ремонт производственных фондов.

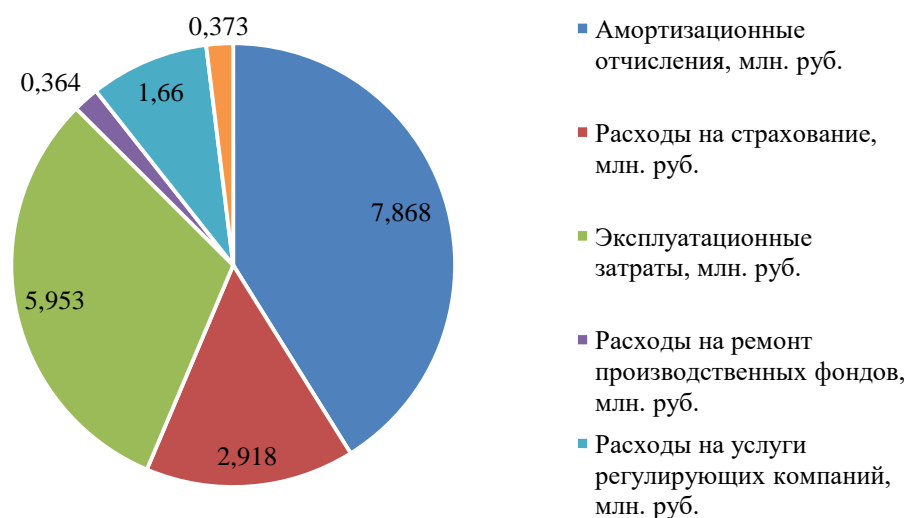


Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %

8.1.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы после, окончания строительства, это отведение денежных средств в региональный и федеральный бюджеты в соответствии с налоговым кодексом РФ:

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

Предполагаемые налоговые расходы за 2026-2030 гг. приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Год	2026	2027	2028	2029	2030
Налог на прибыль, млн. руб.	97,769	107,738	108,800	110,536	112,671
НДС, млн. руб.	40,516	49,474	50,640	51,720	52,864
Взносы в соц. фонды, млн. руб.	18,955	18,955	15,742	12,529	12,529
Налог на имущество, тыс. руб.	7,088	6,898	6,707	6,516	6,326
Итого	164,330	183,066	181,890	181,303	184,392

Из приведённых данных, можно сделать вывод, что большую часть налогов составляют НДС и налог на прибыль.

Так же ежегодно наблюдается рост налоговых расходов.

8.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является одним из основных показателей эффективности проекта, представляет собой разницу между выручкой от продаж электроэнергии и мощности, и затратами на их производство.

Основной формой отражения производственной деятельности гидроэлектростанции по производству электроэнергии является «Отчет о прибылях и убытках».

Данные за первые годы проекта представлена в млн. руб в таблице 8.7

Таблица 8.7 – Годовая прибыль за первые годы эксплуатации.

Год	2022	2023	2024	2025	2026
Выручка (нетто)	235,886	242,066	247,852	253,687	259,05
Текущие расходы	36,802	31,967	31,967	31,967	31,967
ЕВИТДА (Валовая прибыль)	234,767	240,946	246,732	252,568	257,931
ЕВИТ (прибыль до налогообложения)	139,289	150,419	156,396	175,104	193,339
Скорректированный налог на прибыль	27,857	30,083	31,279	35,02	38,667
НОРАТ (чистая прибыль)	111,431	120,335	125,117	140,083	154,671
Ставка налога на прибыль, %	20	20	20	20	20

Величина чистой прибыли напрямую зависит от величины выручки, исходя из таблицы 8.7.

Чистая прибыль возрастает, что позволяет в больших объёмах формировать доходы бюджета и денежные накопления предприятия.

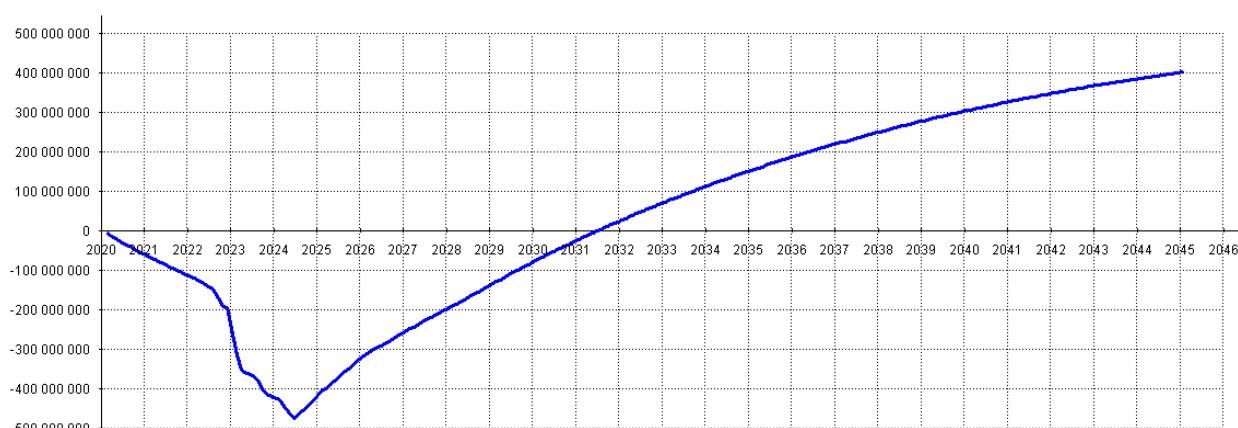


Рисунок 8.2 – График Кэш – Фло

На рисунке 8.2 выделяются следующие период:

1. Возведение плотины:
 - Начало земляных работ в 2020 году;
 - Начало бетонных работ в 2020 году;
 - Начало строительных работ в 2020 году;
2. Установка оборудования:
 - Установка первой турбины - 2022 год;
 - Установка первого генератора - 2022 год;
 - Установка первого трансформатора - 2022 год;
 - Сборка здание и оборудование КРУЭ - 2022 год;
 - Установка второй турбины - 2023 год;
 - Установка второго генератора - 2023 год;
 - Установка второго трансформатора - 2023 год;

- Установка третьей турбины - 2024 год;
- Установка третьего генератора - 2024 год;
- Установка третьего трансформатора - 2024 год;
- 3. Начало выдачи гарантированной мощности - 2024 год.

8.3 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 12.03.2020 №92 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2020-2045 гг.»)

8.3.1 Методология и исходные данные

Расчет эффективности проекта проводится в соответствии с:

а) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТОЭ и ТОЭ», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г. №155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113 [2].

б) Едиными сценарными условиями ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.

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

- период прогнозирования для Ланковской ГЭС составляет 25 лет;
- данная финансовая модель, составленная по реалиям российской экономики.
- предполагается, что в течение времени реализации проекта не будет происходить значимых изменений существующих правил и законов.

8.3.2 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8- Показатели эффективности реализации проекта «Ланковая ГЭС на реке Ланковая»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	138
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	400,421
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,84
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	20,24
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт*ч	0,029
Удельные капиталовложения, руб/Квт	74851

Из приведенных в таблице 8.8 показателей видно, что период окупаемости составляет 11,5 года, такой приемлем и не убыточен для проекта.

Также индекс прибыльности больше единицы, что показывает на перспективность развития проектируемой ГЭС.

8.3.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отображают изменения доходов федерального и регионального бюджета от реализации данного проекта (таблица 8.9).

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления

Год	2021	2022	2023	2024	2025	2026
В Федеральный бюджет, млн. руб.	12,472	12,472	12,472	15,593	45,627	50,138
В региональный бюджет, млн. руб.	0,181	0,283	2,836	6,199	7,058	7,179
Налоговые поступления, млн. руб.	12,654	12,755	15,308	21,792	52,686	57,317

Исходя из таблицы 8.9 большую часть налоговых поступлений составляют поступления в федеральный бюджет, складывающиеся из водного налога, налога на добавленную стоимость, взносов во внебюджетные фонды и налога на прибыль. Меньшую часть составляют поступления в региональный бюджет, она формируется из налога на имущество.

Ввод в эксплуатацию новых мощностей, связан с ростом производства электроэнергии, ввиду чего увеличиваются налоговые поступления.

8.4 Анализ чувствительности

Анализ чувствительности позволяет определить, насколько сильно изменится эффективность проекта при определенном изменении одного и параметров проекта.

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины прогнозного тарифа к изменениям (рисунки 8.3 – 8.5):

- а) Ставки налогов;
- б) Цена сбыта;
- в) Ставка дисконтирования;

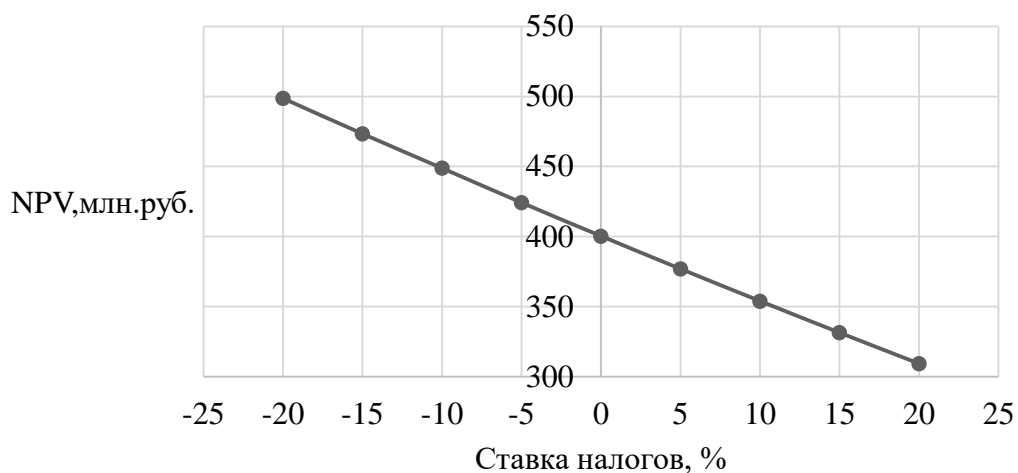


Рисунок 8.3 – Изменение NPV от изменения объёма инвестиций, %

Из рисунка 8.3 видно, что при увеличении ставки налогов, происходит уменьшение индекса прибыльности (PI) и наоборот.

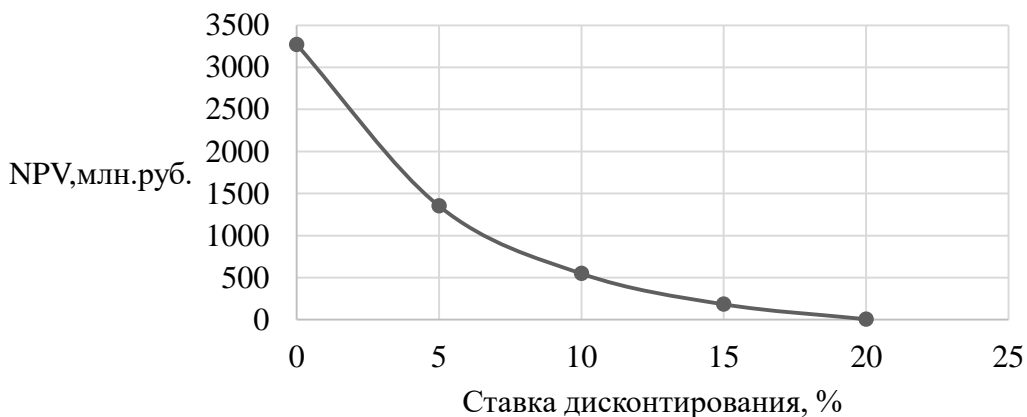


Рисунок 8.4 – Изменение NPV от ставки дисконтирования, %

На рисунке 8.4 показана зависимость ставки дисконтирования, при увеличении которой происходит уменьшение величины индекса прибыльности (PI).

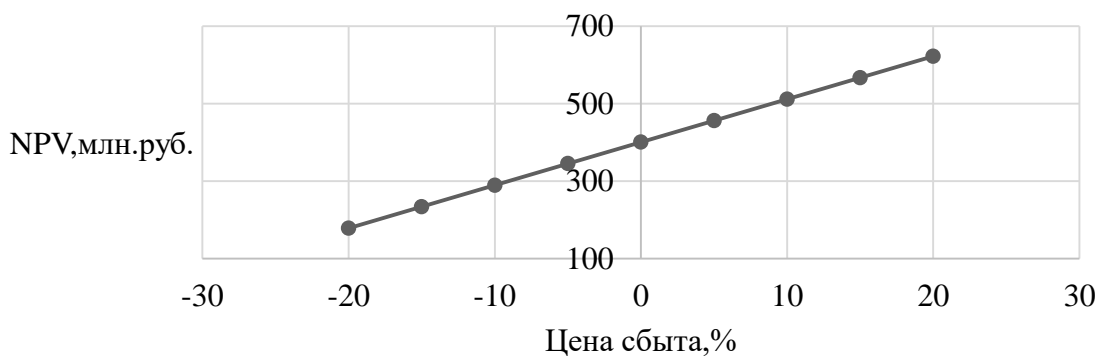


Рисунок 8.5 – Сумма NPV в зависимости от изменения цены сбыта

На рисунке 8.5 показана зависимость цены сбыта и величины индекса прибыльности (PI). Что позволяет сделать вывод о том, что увеличение цены сбыта приведёт к увеличению индекса прибыльности.

9 Автономные системы электроснабжения на основе малых ГЭС в отдалённых районах: методы оценки показателей качества электроэнергии

Энергетический кризис, связанный с сокращением запасов органического топлива, что приводит к экологическим проблемам и сокращением невозобновляемых ресурсов, что приводит к поиску решения этой проблемы во всём мире. Все эти факторы вызывают большой интерес к использованию во всех сферах возобновляемых ресурсов, в нашем случае энергоресурсов.

В нашем случае возобновляемым энергоресурсом рассматриваются водные запасы. Стабильность потока воды, позволяет нам использовать более простые системы генерирования электроэнергии.

Самые первые гидроэлектростанции проектировались и относились к микроГЭС, их время появления связано с промышленным освоением электромашин генераторов. Но уже в то время возникали вопросы по улучшению качества электроэнергии.

Предлагается рассмотреть вопросы использования автономных систем электроснабжения на основе возобновляемых источников энергии в отдалённых населённых пунктах, в которых компактность проживающего населения, поэтому в малонаселённых районах целесообразно развитие возобновляемой энергетики, поскольку развитие централизованного электроснабжения нерентабельно.

При этом актуальны задачи контроля и управления качеством вырабатываемой в АСЭ электроэнергии. Показатели эффективности централизованного расширения сетей тем больше, чем выше плотность.

9.1 Автономные системы электроснабжения

Системы автономного электроснабжения (САЭ) – обеспечивают электропитанием отдельно от основной сети.

Системы автономного электроснабжения состоят из:

- Источника электропитания, который должен получать какую-либо энергию для преобразования её в электрическую. Разные виды генераторов способны работать на разных видах топлива и энергии, к примеру солнца, или ветра.

- Системы, которая преобразует постоянный ток в переменный.
- Автоматического механизма запуска работы генератора.
- Механизма наблюдения за работой устройства – блока коммутации.
- Батареи для накопления выработанной электроэнергии.
- Проводки для передачи энергии из основной сети.
- Механизма для стабилизации напряжения.

Ограниченные автономные системы электроснабжения

Для функционирования ограниченных автономных систем необходимо присутствие только необходимых подсистем и устройств.

Работа с ограничениями будет возможна:

- Без стабилизатора, но не будет определенного вида тока;
- Генератор не обязателен, как и система автоматического запуска.

Может отсутствовать и блок коммутации, однако придется пользоваться только электричеством, накопленным в аккумуляторах.

- Без батарей и инвертора – временной промежуток между работой генератора составляет несколько минут, а период работы несколько часов;
- Автономная работа генератора дает возможность получать электроэнергию без подключения к сети

9.2 Принцип работы автономной системы питания

Система автономного электроснабжения генерирует электричество из других видов энергии. Блок батарей приобретает заряд.

При отключении от внешней сети инвертор в ту же секунду начинает потреблять электроэнергию от заряженного аккумулятора. Контролирует этот процесс блок коммутации.

Режим генератора обеспечивает включение тока через источник электричества. Электричество начинает заряжать аккумулятор вновь, батареи приобретают заряд.

Если система перегрелась и генератор больше не может выполнять свои функции, пока не остынет, либо если аккумулятор уже зарядился на 100% и нет смысла продолжать его наполнение электроэнергией, то система выключается, и энергия больше не идет от генератора.

Особенным плюсом устройства является то, что время его работы может быть неограниченным. Обычный генератор имеет лимит периода рабочего процесса до двенадцати часов.

Но САЭ ограничена максимальным количеством заряда, который зависит от емкости батарей. Когда заряд исчерпан, то ток прекращается и устройство нуждается в дополнительной подзарядке.

9.3 Особенности автономных систем электроснабжения

Автономные энергоустановки пользуются большим спросом как у частных лиц – владельцев загородных домов, дач, коттеджей, так и у представителей бизнеса – начиная от небольших станций техобслуживания, кафе, магазинов и заканчивая крупными промышленными предприятиями, строительными компаниями, инфраструктурными объектами.

Главная цель автономных систем электроснабжения – обеспечение независимости объекта (здания, сооружения, комплекса) от центральных энергоснабжающих систем или возможность энергоснабжения объектов в тех районах, где отсутствует возможность подключения к электрическим сетям.

9.4 Автобалластные системы с фазовым регулированием мощности

В данном случае функции стабилизации выходных электрических параметров осуществляется автобалластной системой. Кроме этого, имеются модификации с дополнительным каналом регулирования возбуждения асинхронного генератора с помощью управляемого тиристорного преобразователя (Разработанного специалистами Самарского политехнического университета).

Эффективность и относительная простота данной схемы (рисунок 9.1), определили выбор именно этого типа автобалластной нагрузки.

Работает схема следующим образом. Напряжение генератора через первичные обмотки трансреакторов поступает к нагрузке, и к балластным нагрузкам. Сами балластные нагрузки подключены в звезду через силовой вентильный преобразователь, состоящий из тиристоров и диодов.

Другим вариантом включения, это включение на выпрямленное напряжение преобразователя. Управление углами включения тиристоров T_1 - T_3 происходит с помощью управляющего выпрямителя V_4 – V_9 , питаемого от трансреакторов. Выходное напряжение трансреакторов пропорциональное фазным токам нагрузки, выпрямляется и прикладывается к резистору управления. Напряжение управления имеет запирающую полярность для диодов, они открываются вместе соответствующими тиристорами, когда линейное превысит управляющее напряжение.

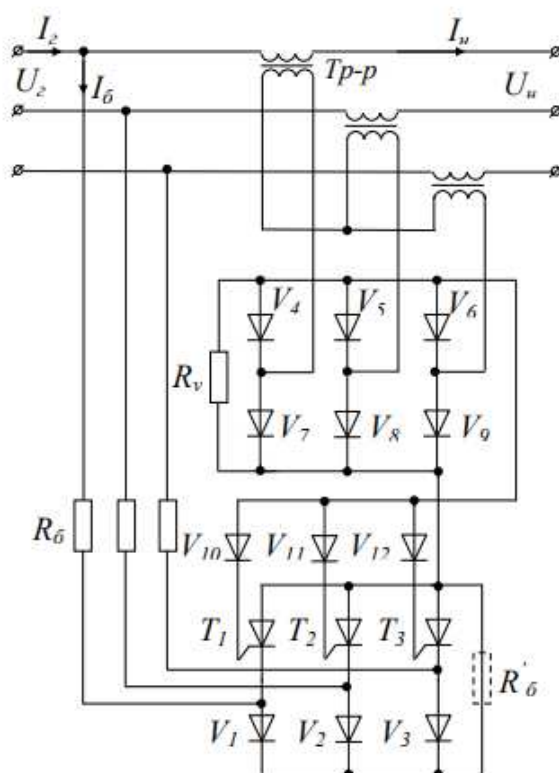


Рисунок 9.1 – Принципиальная электрическая схема регулятора автобалластной нагрузки

Для любых промежуточных значений тока нагрузки в схеме осуществляется фазовое регулирование мощности балласта.

Ограниченные возможности регулирования только по цепи балластной нагрузки приводят к взаимосвязи между точностью стабилизации величины и частоты выходного напряжения. Применяемые более «жесткие» гидротурбины повышают точность стабилизации частоты напряжения, однако, отклонение его величины относительно номинального при этом возрастает. Объяснение всему этому взаимная пропорциональная связь между частотой вращения генератора и напряжением, рисунок 9.2.

Таким образом, можно сделать вывод, что малые ГЭС с одноканальной системой стабилизации могут обеспечить уровень стабилизации напряжения по величине $U = U_{ном} \pm (9 - 12)\%$, по частоте $\omega = \omega_{ном} \pm (1,8 - 5)\%$. Такие показатели достигаются при работе на пассивную нагрузку с неизменным коэффициентом мощности в диапазоне $\cos\varphi = 0.8 - 1$.

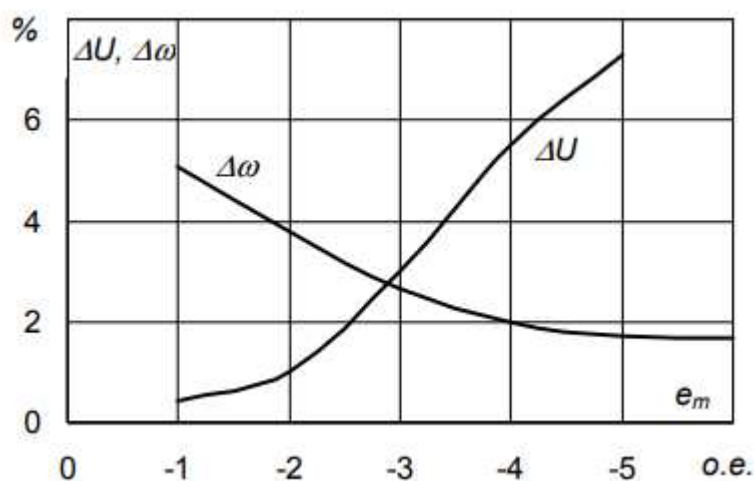


Рисунок 9.2 – Зависимость максимальной погрешности стабилизации

9.5 Форма кривой нагрузки микроГЭС с фазорегулируемой балластной нагрузкой

Автобалластные системы стабилизации применимы для любого типа генераторов и могут создавать на основе тиристорных коммутаторов или схем регуляторов с фазным управлением. Важнейшим требованием к автономным станциям - надёжность и небольшая стоимость. Однако фазное регулирование вносит существенные искажения в форму кривых тока и напряжения генератора. Схема замещения генератора автобалластной системой стабилизации представлена на рисунке 9.3.

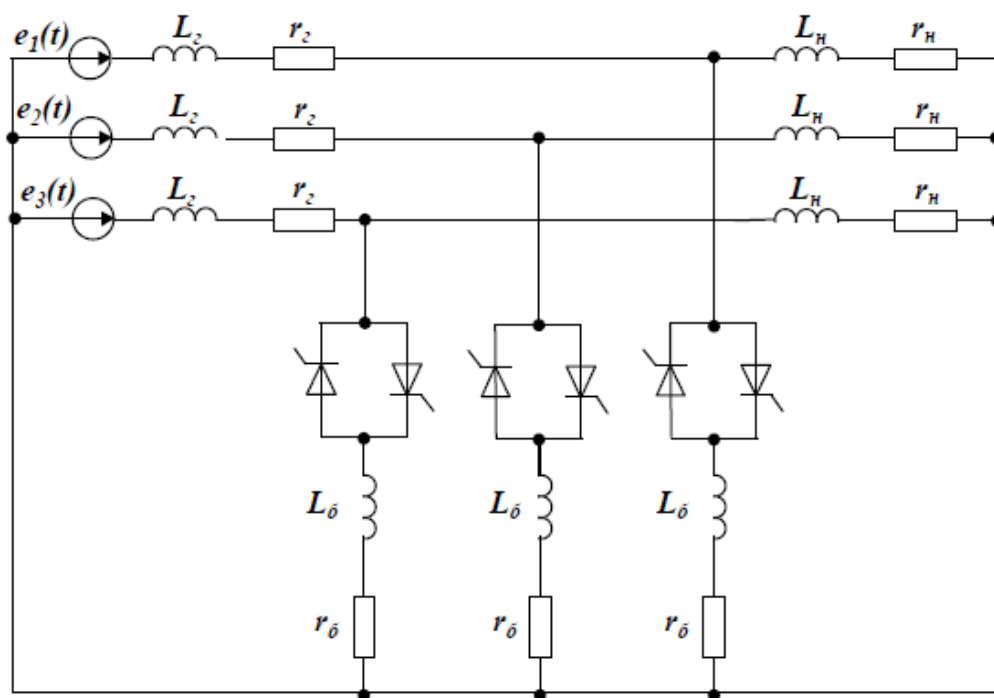


Рисунок 9.3 – Эквивалентная схема замещения генератора с автобалластной системой стабилизации.

Для расчёта величины искажения напряжения генератора, вызванных коммутацией вентильной нагрузки, генератор микроГЭС эквивалентен неискажённой ЭДС за индуктивным сопротивлением коммутации.

Степень искажения тока генератора нелинейной вентильной нагрузки характеризуется коэффициентом несинусоидальности, который определяется как отношение средне квадратичного значения величины высших гармоник к первой гармонике исследуемого сигнала:

$$K_{\text{нс}} = \frac{\sqrt{\sum_n I_n^2}}{I_1} \cdot 100\% \quad (9.1)$$

Зная гармонический состав тока балласта можно определить степень искажения кривой напряжения микроГЭС.

$$U_n = I_n \cdot Z_{zn} = I_n \sqrt{(n\omega L_2)^2 + r_z^2}, \quad (9.2)$$

Следовательно, для станции малой мощностью величина коэффициента несинусоидальности напряжения при классической автобалластной системе на биполярных транзисторных ячейках достигает 12%. Результаты измерений степени нелинейных искажений напряжения представлены на рисунке 9.4.

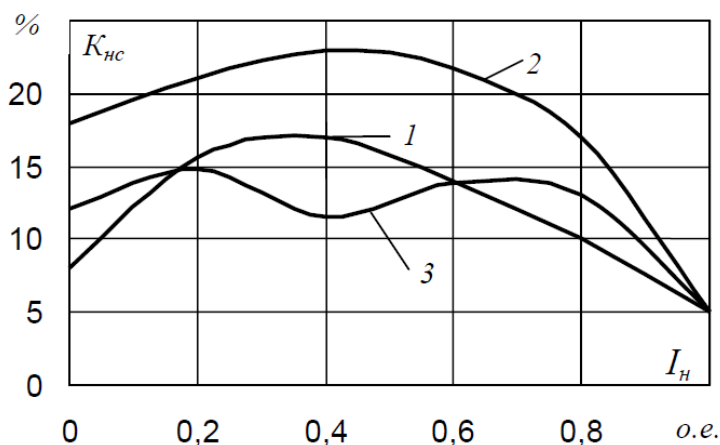


Рисунок 9.4 – Зависимость коэффициента несинусоидальности фазного напряжения генератора от тока

Расчётные значения $K_{нс}$ для напряжения и тока с автобалластным регулированием показаны на рисунке 9.5.

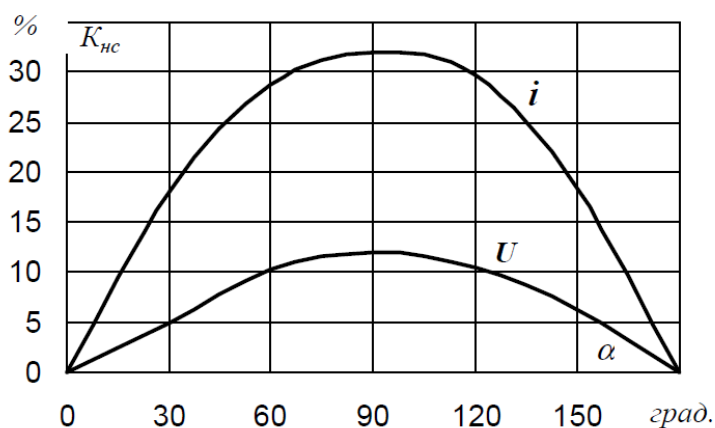


Рисунок 9.5 – Искажение тока и напряжения генератора.

9.6 Способы уменьшения несинусоидальности напряжения станции

Классические автобалластные системы, регулирующие мощность на балластных резисторах с помощью симметричных биполярных тиристорных ячеек, обеспечивают стабилизацию значения напряжения.

Путь для уменьшения несинусоидальности напряжения станции, является совершенствование тиристорных регуляторов мощности балласта, подбор оптимальный значений и характер балластных нагрузок, а так же дробление балласта.

Уменьшить степень несинусоидальности генерируемого напряжения позволяет балластная нагрузка активно-индуктивного характера. На рисунке 9.6 показаны расчётные значения $K_{нс}$ для напряжения генератора при активно-индуктивном и активном балласте.

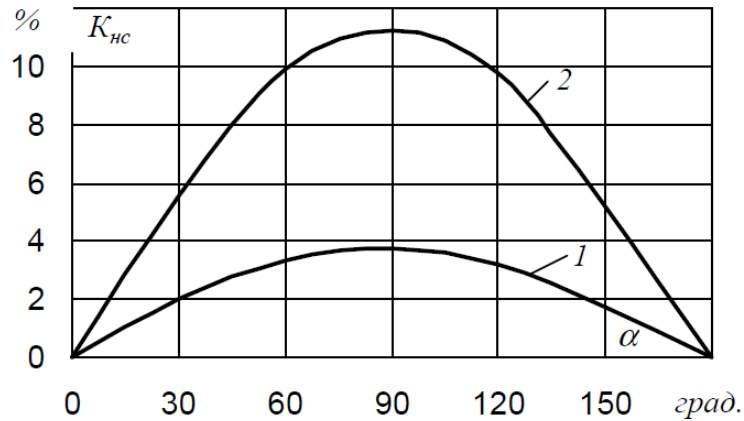


Рисунок 9.6 – Зависимость K_{nc} от угла управления тиристорами

Линия 1 – активно-индуктивный балласт;

Линия 2 – активный балласт.

Максимальное искажение напряжения происходит при активном балласте – 12%, а при активно-индуктивном – 3,6%. Активно индуктивный балласт так же лучше компенсирует изменения полезной нагрузки активно-индуктивного характера, особенно в рамках работы близких к холостому ходу.

Перспективным вариантом развития систем стабилизации является комбинированная схема с двумя балластами активного и активно-индуктивного характера. Качество напряжения станции улучшается за счёт дробления балласта. Расчёты, произведённые для предлагаемой схемы показывают, что отклонение модуля эквивалентной нагрузки от номинального значения не превышают 10%, характер эквивалентной нагрузки 8%. В результате, точность стабилизации частоты вращения генератора, при прочих равных условиях, улучшаются почти в 2 раза, по сравнению с классическим вариантом балластной нагрузки.

Схема, комбинированная регулятора балластной нагрузки, представлена на рисунке 9.7.

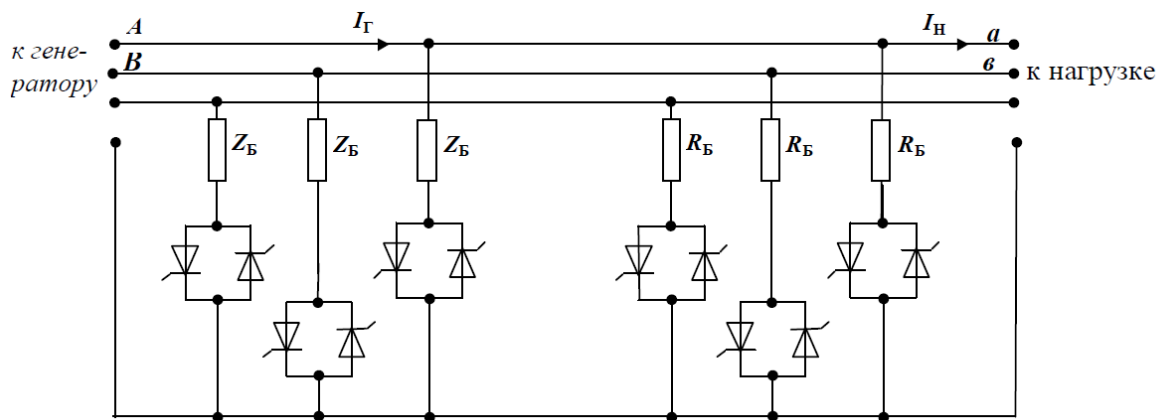


Рисунок 9.7 – Комбинированная схема регулятора балластной нагрузки

Дальнейшее дробление балласта на несколько ступеней является эффективным способом уменьшения коэффициента искажений синусоидальности напряжения станции.

Неплохие результаты могут дать комбинированные схемы регуляторов с дроблением балласта активного типа. Примером подобной схемы стабилизации является схема, в которой балласт разделён на две части, подключенных к своим регулятором, сборных и различных схемах. Так первые включены последовательно с вентиляльными ячейками и соединены в звезду. Второй балласт включен на выход мостового полууправляемого выпрямителя.

Работа блока фазного управления приводит к периодическим коммутационным процессам в цепях статорной обмотки генератора, обусловленных коммутацией балластных сопротивлений в момент открытия вентиля регулятора. На рисунке 9.8 представлена данная схема.

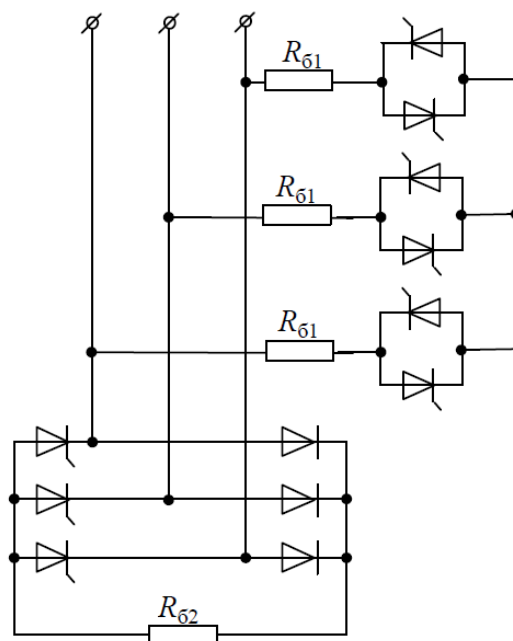


Рисунок 9.8 – Комбинированная схема балластной нагрузки

9.7 Оценка эффективности использования генератора микроГЭС

Тиристорный регулятор автобалласта, кроме активной мощности, потребляет также реактивную мощность и мощность искажения. Реактивная мощность используется за счёт сдвига фаз первых гармоник напряжения и тока генератора.

Для определения энергетических характеристик необходимо воспользоваться гармоническим анализом токов и напряжения генератора.

В соответствии с зависимостью коэффициента гармоник тока и напряжения от угла управления, изменяются и энергетические характеристики системы. У генератора с активным балластом наибольшая мощность искажения наблюдается при $\alpha = 90^\circ$ и достигает 37%, а с активно-индуктивным балластом максимальное значение достигает 12%.

Если для синхронного генератора с активным балластом максимальное значение отношения полной мощности к мощности первых гармоник, составляет 105,8%, а максимальное превышение установленной мощности генератора, вызванное тиристорной системой составляет 7-8%, относительно полной мощности, то при активно-индуктивной не превышает 1% и установленную мощность в данном случае можно не завышать.

Следовательно, предлагаемые конструкции систем стабилизации автобалластного типа позволяют достаточно простыми способами добиться хорошего качества выходного напряжения и полностью использовать синхронный генератор.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте рассчитаны и определены основные элементы, а также параметры Ланковского гидроузла на реке Ланковая, имеющая класс сооружения II.

На первом этапе расчётов на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчётных расходов для 1% обеспеченности, равного $754 \text{ м}^3/\text{с}$.

В ходе ВЭР была получена установленная мощность проектируемой ГЭС, равная 27 МВт и среднемноголетняя выработка 107,9 млн кВт·ч. Так же построено режимное поле, с помощью которого определены следующие напоры:

- 1) максимальный – 19,34 м;
- 2) расчётный – 16,87 м;
- 3) минимальный – 13,93 м.

На третьем этапе, с помощью расчётов было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов проектируемой электростанции, так же максимальный расход через все агрегаты ГЭС, равный $183 \text{ м}^3/\text{с}$.

В выборе турбин рассматривались два варианта ПЛ20 – В и ПЛ20 – ГК. По расчётам был выбран оптимальный вариант с тремя гидротурбинами ПЛ20 – В – 315.

Для выбранных гидротурбин был определён гидрогенератор СВ-514/100-30УХЛ5 с номинальной активной мощностью 10 МВт.

Далее для проектируемой станции была выбрана подходящая структурная схема с простыми блоками и принята схема распределительного устройства РУ ВН 220 кВ: 2 СШ с ОШВ. После было выбрано по справочным данным и каталогам высоковольтное оборудование и оборудование на генераторном напряжении.

Затем был выбран перечень устройств релейной защиты и автоматики с ПУЭ.

После выбора электрического оборудования и его устройств защит, была принята русловая компоновка гидроузла. Водосливная плотина принята в бетонном исполнении.

В состав сооружения гидроузла входят:

- водосбросная бетонная плотина с поверхностным эксплуатационным и аварийным донным водосливом;
- здание ГЭС;
- левобережная глухая бетонная плотина;
- правобережная глухая бетонная плотина;

На данном этапе расчётов были определены габаритные размеры и характерные отметки плотины.

Для гашения кинетической энергии водного потока, пропускаемого через водосливную плотину, был принят водобойный колодец.

Произведена оценка прочности и устойчивости плотины. В результате проведённых расчётов коэффициент надёжности сооружения не превышает

допустимого нормативного значения (для сооружения класс II – 1,20). Таким образом, плотина отвечает по требованиям надёжности. Плотина отвечает всем требованиям предусмотренными СП.

В соответствии с законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГЭС.

По технико – экономическим расчётам получены следующие данные:

- дисконтированный срок окупаемости – 11,5 лет;
- себестоимость – 0,029 руб/кВт
- удельные капиталовложения – 74851 руб./кВт.

Таким образом, строительство Ланковского гидроузла в настоящее время актуально.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Использование водной энергии: методические указания по выполнению курсового и дипломного проектирования / сост. Затева Е. Ю. – Саяногорск; Черёмушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2012.
2. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов /сост. А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затева, Б. И. Силаев; СШФ КГТУ. – Саяногорск, 2005.
3. Системный оператор ЕЭС [Электронный ресурс] // Филиал АО «СО ЕЭС» Башкирское РДУ [сайт]: <http://so-ups.ru/?id=178>.
4. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: В 2т./Под ред. Ю.С. Василева, Д.С. Щавелева. – Т.2. Энергоатомиздат, 1990 – 366 с.
5. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для Курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов - 4-е изд, перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.
6. СТО 17330282.27.140.022-2008 «Здания ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования». ОАО РАО «ЕЭС России». Дата введения - 2008 - 30 – 10.
7. Гидроэлектростанции: Учебное пособие/ В.И. Брызгалов, Л.А. Гордон. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2002 - 541 с.
8. СТО 17330282.27.140.016-2008 Здания ГЭС и ГАЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. [Электронный ресурс] // ОАО РАО «ЕЭС России» - Режим доступа: <https://files.stroyinf.ru/Data1/57/57990/>
9. Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. От 27 декабря 2002 г. № 184 – ФЗ «О техническом регулировании». [Электронный ресурс] // ОАО «РусГидро» - Режим доступа: http://www.rushydro.ru/upload/iblock/d86/STO-RusGidro-01.01.78-2012_Normi-tehnologicheskogo-proektirovaniya.pdf
10. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта. – Введ. 06.12.2007 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 20 с.
11. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ.- Введ. 01.01.2007. – Москва: Стандартинформ, 2007. – 59 с.
12. СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.
13. Каталог «Трансформаторы СН масляные» [Электронный ресурс] // ООО «СвердловЭлектроЩит». – Режим доступа: <http://www.sesh96.ru/>

- 14 Каталог «Трансформаторы СН масляные» [Электронный ресурс] // ООО «ГК ЭнергоПроф». – Режим доступа: <https://www.sklad-generator.ru>
- 15 СТО 56947007-29.240.10.249-2017 Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций. – Введ. 28.09.2017 – Москва: ПАО «ФСК ЕЭС», 2017 г. – 19 с.
- 16 ГОСТ Р 56302-2014 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики. Общие требования. Дата актуализации: 01.01.2019. [Электронный ресурс] // Филиал АО «СО ЕЭС» – Режим доступа: <https://files.stroyinf.ru/Index/58/58528.htm>
- 17 ГОСТ Р 56303-2014 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики. Общие требования к графическому исполнению. Утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 12 декабря 2014 г. N 1984-ст. [Электронный ресурс] // Филиал АО «СО ЕЭС» – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200115865>
- 18 ГОСТ Р 57114-2016 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологическое управление. Термины и определения. Дата актуализации: 01.01.2019. [Электронный ресурс] // Филиал АО «СО ЕЭС» – Режим доступа: <https://files.stroyinf.ru/Data/635/63515.pdf>
- 19 Каталог «Высоковольтное оборудование» [Электронный ресурс] // «УралЭнерго». – Режим доступа: <http://www.u-energo.ru>
- 20 Правила устройства электроустановок / Главэнергонадзор России. – 7-е изд., перераб. и доп. – Москва: Энергоатомиздат, 1998 г. – 608 с.
- 21 Чернобровов Н. В. Ч-49 Релейная защита. Учебное пособие для техникумов. Изд.5-е, перераб. и доп. М., «Энергия», 1974 - 680 с. С ил.
- 22 СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003 (с Изменением N 1) [Электронный ресурс] // ОАО «ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева» – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/456071754>
- 23 СП 40.13330.2012 Плотины бетонные и железобетонные. Актуализированная редакция СНиП 2.06.06-85. [Электронный ресурс] // ОАО «ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева» – Режим доступа: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293794/4293794017.htm>
- 24 СП 38.13330.2012 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82* [Электронный ресурс] // – ОАО «ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева» - Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200095522>
- 25 Справочник по гидравлическим расчетам/ Под ред. П. Г. Киселева. - М.: Энергия, 1974. - 312 с.

26 Гидротехнические сооружения: Учебное пособие/ Л. Н. Рассказов, В. Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов и др. - М.: АСВ, 2011. - Ч.2. - 536 с.

27 СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85 (с Изменением N 1). [Электронный ресурс] // ОАО «ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева» – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200095522>

28 СП 39.13330.2012 Плотины из грунтовых материалов. Актуализированная редакция СНиП 2.06.05-84* (с Изменениями N 1, 2). [Электронный ресурс] // ОАО «ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева» – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200095521>

29 СП 41.13330.2012 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.06.08-87. (с Изменением N 1) [Электронный ресурс] // ОАО «ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева» – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200095549>

30 СТО 70238424.27.140.003-2010 Гидротехнические сооружения ГЭС и ГАЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. [Электронный ресурс] // ОАО «ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева» – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200093612>

31 ГОСТ Р 12.0.008-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Системы управления охраной труда в организациях. Проверка (аудит). [Электронный ресурс] // ООО "Экожилсервис" и Учреждения Федерации Независимых Профсоюзов России "Научно-исследовательский институт охраны труда в г. Екатеринбурге" – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200073864>

32 Распоряжение от 14.01.98 № 5р Об утверждении Положения о СУОТ. от 14.01.98 № 5р. [Электронный ресурс] // РАО «ЕЭС России» – Режим доступа: <http://refdb.ru/look/2312094-pall.html>

33 Приказ Минтруда России от 24.07.2013 N 328н (ред. от 15.11.2018) "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок" [Электронный ресурс] // «Бюллетень нормативных актов федеральных органов исполнительной власти» – Режим доступа: <https://tk-expert.ru/lib/231/>

34 РД 153-34.0-03.301-00 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий (3-е издание с изменениями и дополнениями). [Электронный ресурс] // РАО «ЕЭС России» – Режим доступа: http://www.infosait.ru/norma_doc/43/43607/index.htm

35 Федеральный закон от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" (с изменениями и дополнениями) [Электронный ресурс] // Государственная Дума – Режим доступа: <http://base.garant.ru/12161584/>

36 "Конституция Российской Федерации" (принята всенародным голосованием 12.12.1993) (с учетом поправок, внесенных Законами РФ о поправках к Конституции РФ от 30.12.2008 N 6-ФКЗ, от 30.12.2008 N 7-ФКЗ, от 05.02.2014 N 2-ФКЗ, от 21.07.2014 N 11-ФКЗ) [Электронный ресурс] // Государственная Дума – Режим доступа:

http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28399/

37 Федеральный закон "Об охране окружающей среды" от 10.01.2002 N 7-ФЗ (последняя редакция) [Электронный ресурс] // Государственная Дума – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34823/

38 Федеральный закон от 04.05.1999 N 96-ФЗ (ред. от 13.07.2015) "Об охране атмосферного воздуха" [Электронный ресурс] // Государственная Дума – Режим доступа: https://www.ecolog46.ru/wp-content/uploads/2017/08/Федеральный-закон-от-04_05_1999-N-96-ФЗ-об-охране-атмосферного-воздуха.pdf

39 Федеральный закон от 31 декабря 2017 г. N 503-ФЗ "О внесении изменений в Федеральный закон "Об отходах производства и потребления" и отдельные законодательные акты Российской Федерации" [Электронный ресурс] // Государственная Дума – Режим доступа: <https://rg.ru/2018/01/09/fz503-dok.html>

40 Федеральный закон "О животном мире" от 24.04.1995 N 52-ФЗ (последняя редакция) [Электронный ресурс] // Государственная Дума – Режим доступа: <http://base.garant.ru/10107800/>

41 Федеральный закон от 14 марта 1995 г. N 33-ФЗ "Об особо охраняемых природных территориях"(с изменениями и дополнениями) [Электронный ресурс] // Государственная Дума – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/9010833>

42 Федеральный закон "О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения" от 30.03.1999 N 52-ФЗ (последняя редакция) [Электронный ресурс] // Государственная Дума – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_22481/

43 Федеральный закон "О безопасности гидротехнических сооружений" от 21.07.1997 N 117-ФЗ (последняя редакция). [Электронный ресурс] // Государственная Дума – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/420320415>

44 Федеральный закон "Об экологической экспертизе" от 23.11.1995 N 174-ФЗ (последняя редакция) [Электронный ресурс] // Государственная Дума – Режим доступа: <http://pravo.gov.ru/proxy/ips/?docbody=&nd=102038321>

45 Федеральный закон "О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов" от 20.12.2004 N 166-ФЗ (последняя редакция) [Электронный ресурс] // Государственная Дума – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_50799/

46 Федеральный закон "Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации" от 25.06.2002 N 73-ФЗ (последняя редакция). [Электронный ресурс] // Государственная Дума – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_37318/

47 Земельный кодекс Российской Федерации" от 25.10.2001 N 136-ФЗ (ред. от 25.12.2018) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2019). [Электронный ресурс] // Государственная Дума – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_33773/

48 "Водный кодекс Российской Федерации" от 03.06.2006 N 74-ФЗ (ред. от 27.12.2018) [Электронный ресурс] // Государственная Дума – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_60683/

49 "Лесной кодекс Российской Федерации" от 04.12.2006 N 200-ФЗ (ред. от 03.08.2018) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2019) [Электронный ресурс] // Государственная Дума – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_64299/

50 Часть вторая налогового кодекса Российской Федерации от 5 августа 2000 г. № 117-ФЗ // Собрание законодательства Российской Федерации от 7 августа 2000 г. №32 ст. 3340. [Электронный ресурс] // Государственная Дума – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28165/

51 Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО (с типовыми примерами). Книга 1. Методические особенности оценки эффективности проектов в электроэнергетике. [Электронный ресурс] // ПАО «ЕЭС России» – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200088779>

52 «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», утвержденными ПАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113. Москва: ПАО «ЕЭС России», 2000 г – 138 с.

53 Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017 – 2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 № 9). [Электронный ресурс] // ПАО «РусГидро» – Режим доступа: <http://www.rushydro.ru/upload/iblock/ef5/Otchetnost-RSBU-2017-i-AZ.PDF>

54 Юрганов А.А., Кожевников В.А. Регулирование возбуждения синхронных генераторов. Санкт – Петербург: «Наука», 199

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Водно – энергетические расчёты и выбор установленной мощности

Таблица А.1 – Расчёт ИКН (лето)

Час	P_i , МВт	P_p , МВт	dP , МВт	t , час	$d\mathcal{E}$, млн. кВт·ч	ΣP , МВт	$\Sigma \mathcal{E}$, млн. кВт·ч
0:00:00	107	145	2,7	1	2,7	2,7	0,003
1:00:00	103	142	1,9	2	3,8	4,6	0,007
2:00:00	100	140	0,4	3	1,1	5,0	0,008
3:00:00	96	140	0,0	4	0,0	5,0	0,008
4:00:00	96	140	3,0	5	14,9	8,0	0,022
5:00:00	96	137	0,7	6	4,3	8,7	0,027
6:00:00	99	136	1,9	7	13,2	10,6	0,040
7:00:00	112	134	0,0	8	0,0	10,6	0,040
8:00:00	127	134	1,1	9	9,8	11,7	0,050
9:00:00	142	133	1,4	10	14,5	13,1	0,064
10:00:00	140	132	0,0	11	0,0	13,1	0,064
11:00:00	140	132	1,4	12	16,5	14,5	0,081
12:00:00	134	130	3,4	13	44,3	17,9	0,125
13:00:00	137	127	0,2	14	3,0	18,1	0,128
14:00:00	140	127	6,5	15	97,7	24,6	0,226
15:00:00	145	120	8,4	16	133,6	33,0	0,359
16:00:00	132	112	4,2	17	71,5	37,2	0,431
17:00:00	136	107	4,4	18	78,3	41,5	0,509
18:00:00	134	103	3,4	19	64,7	45,0	0,574
19:00:00	132	100	0,9	20	18,9	45,9	0,593
20:00:00	127	99	2,7	21	56,3	48,6	0,649
21:00:00	133	96	0,1	22	3,2	48,7	0,652
22:00:00	130	96	0,4	23	8,3	49,1	0,661
23:00:00	120	96	95,6	24	2293,3	144,6	2,954

Продолжение приложения А

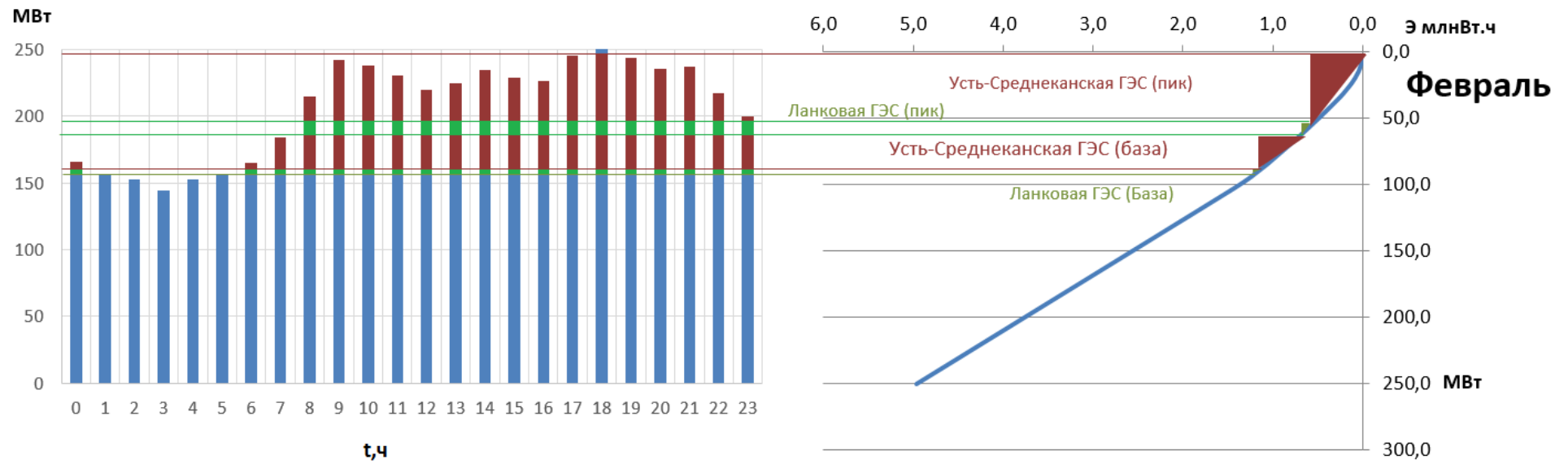


Рисунок А.1 – ИКН для февраля

Продолжение приложения А

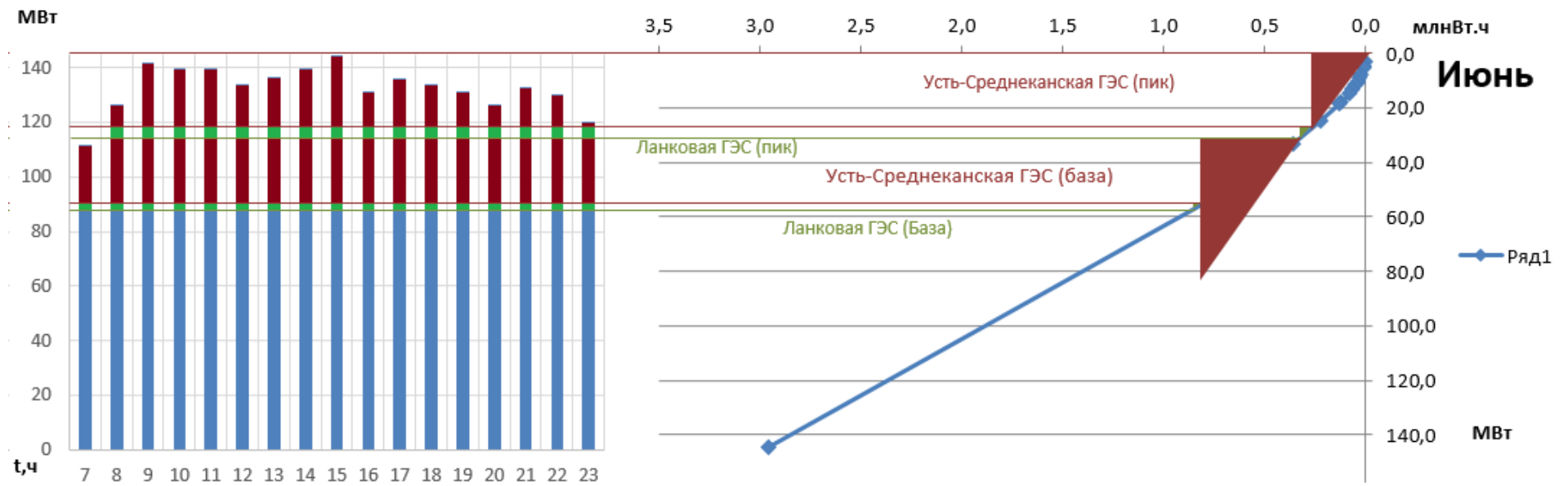


Рисунок А.2 – ИКН для июня

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Основное и вспомогательное оборудование

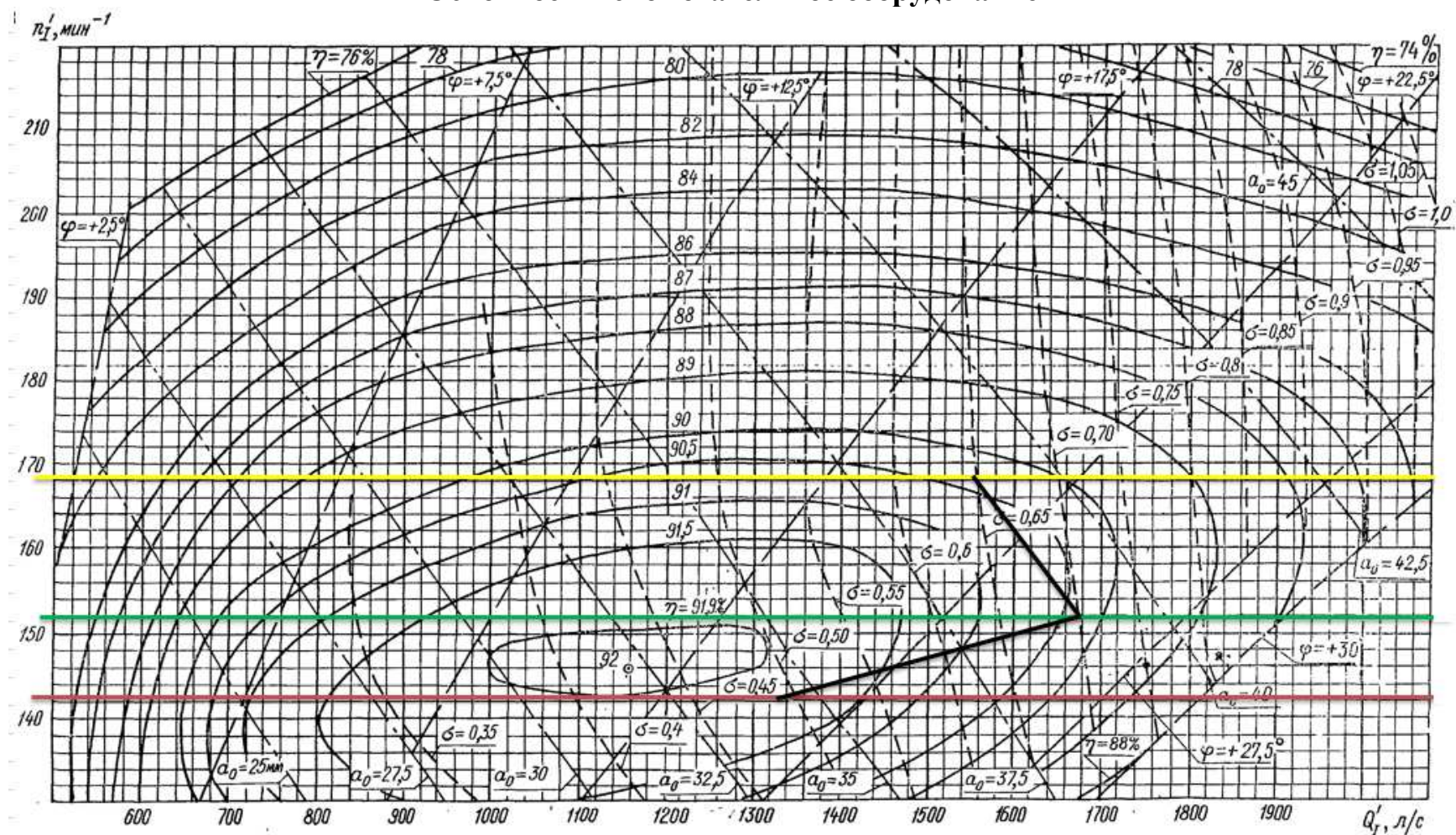


Рисунок Б.1 – Зона работы турбина ПЛ20 – В – 315

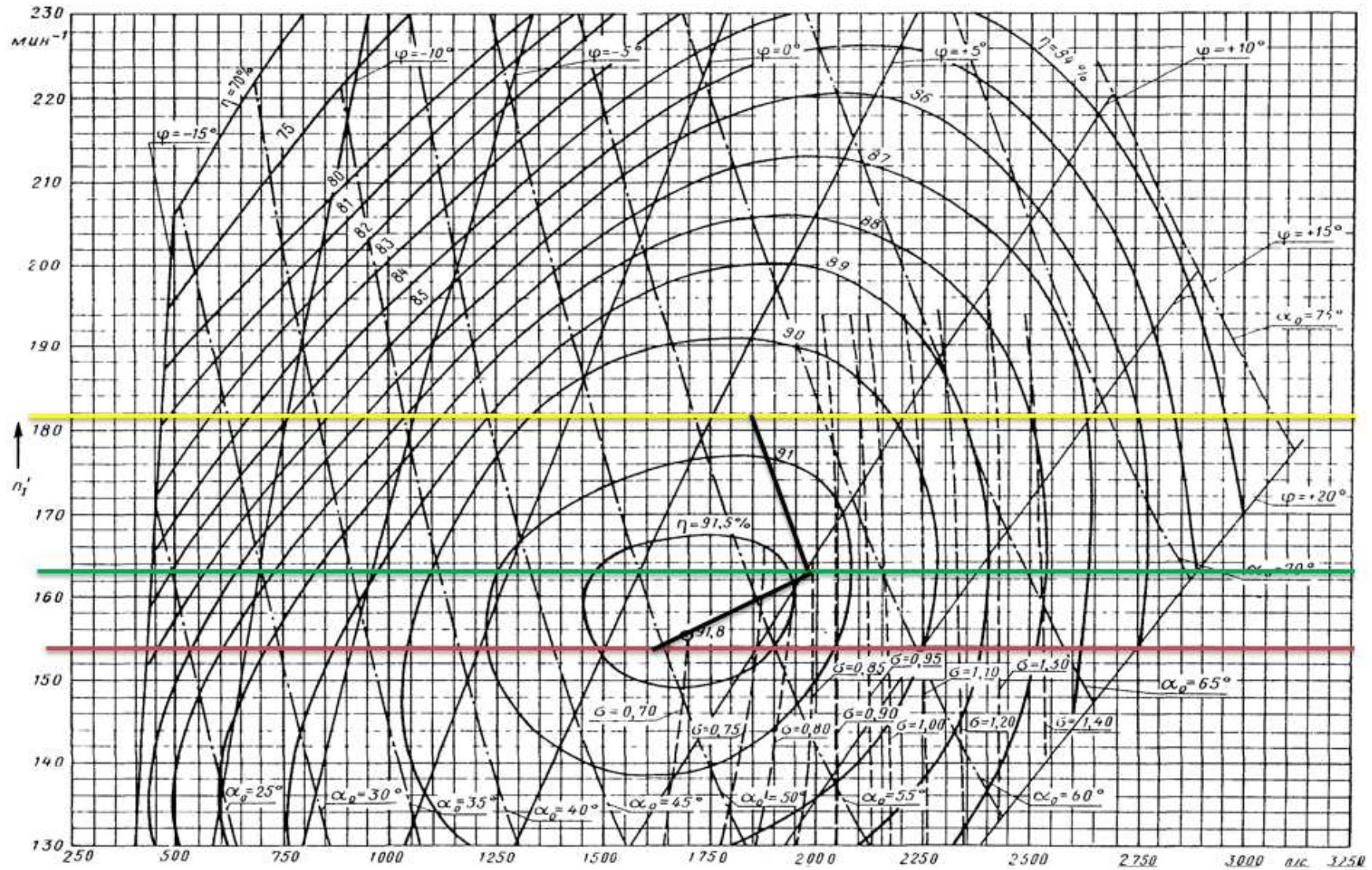
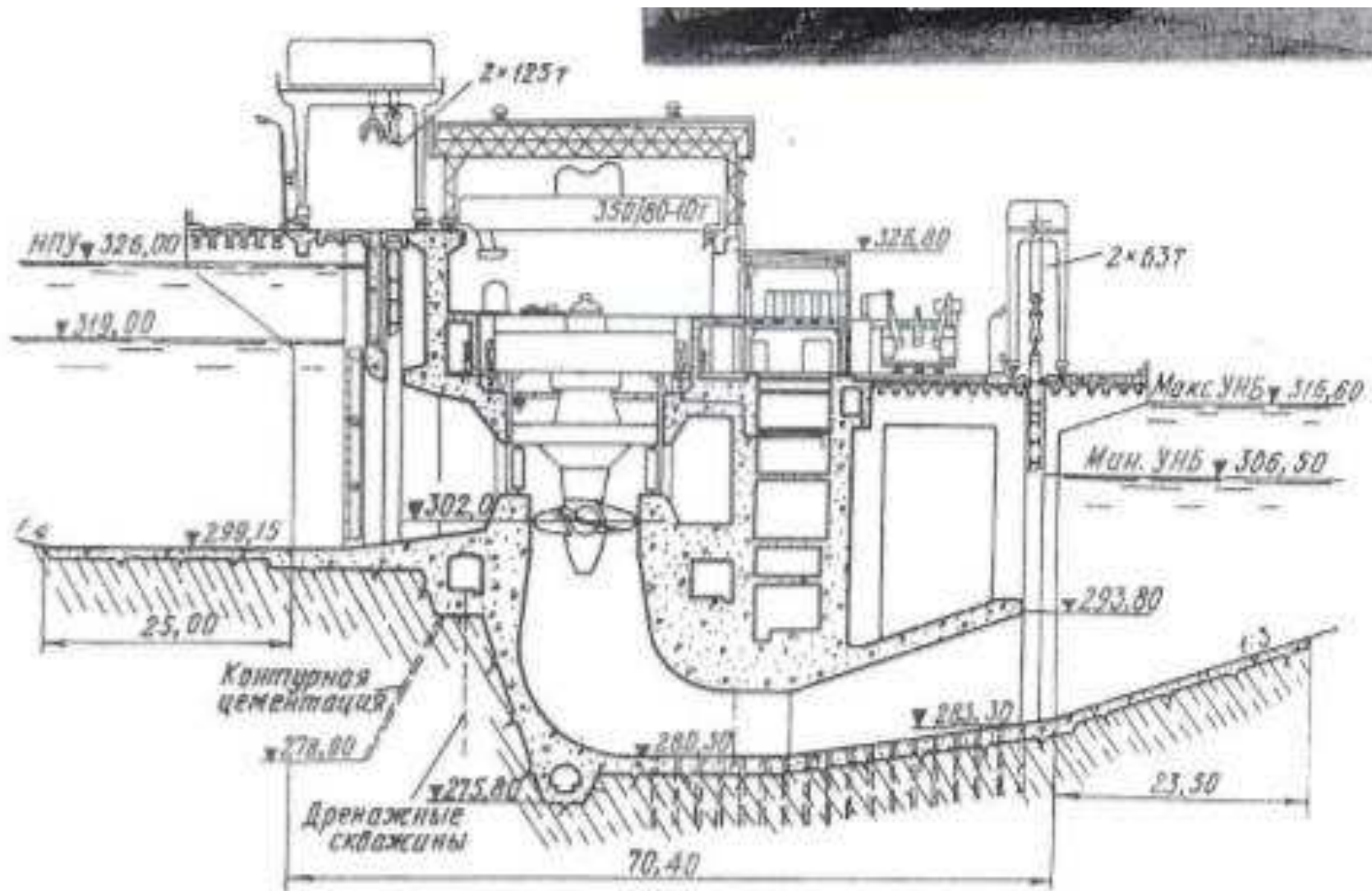


Рисунок Б.2 – Зона работы турбины ПЛ20 – ГК – 224



369

Рисунок Б.3 – ГЭС аналог (Майнская ГЭС)

Поперечный разрез по оси агрегата

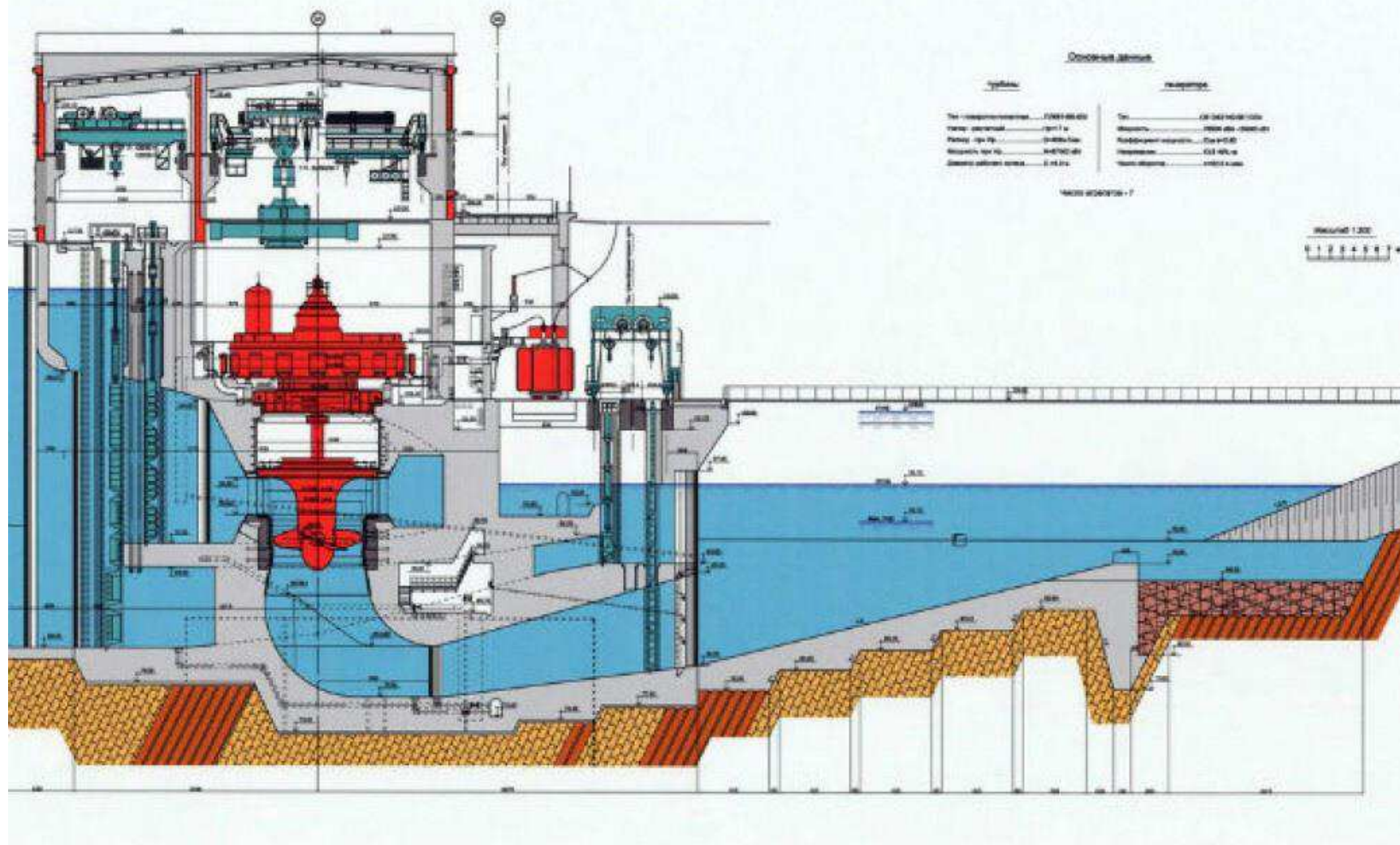


Рисунок Б.4 – ГЭС аналог (Новосибирская ГЭС)

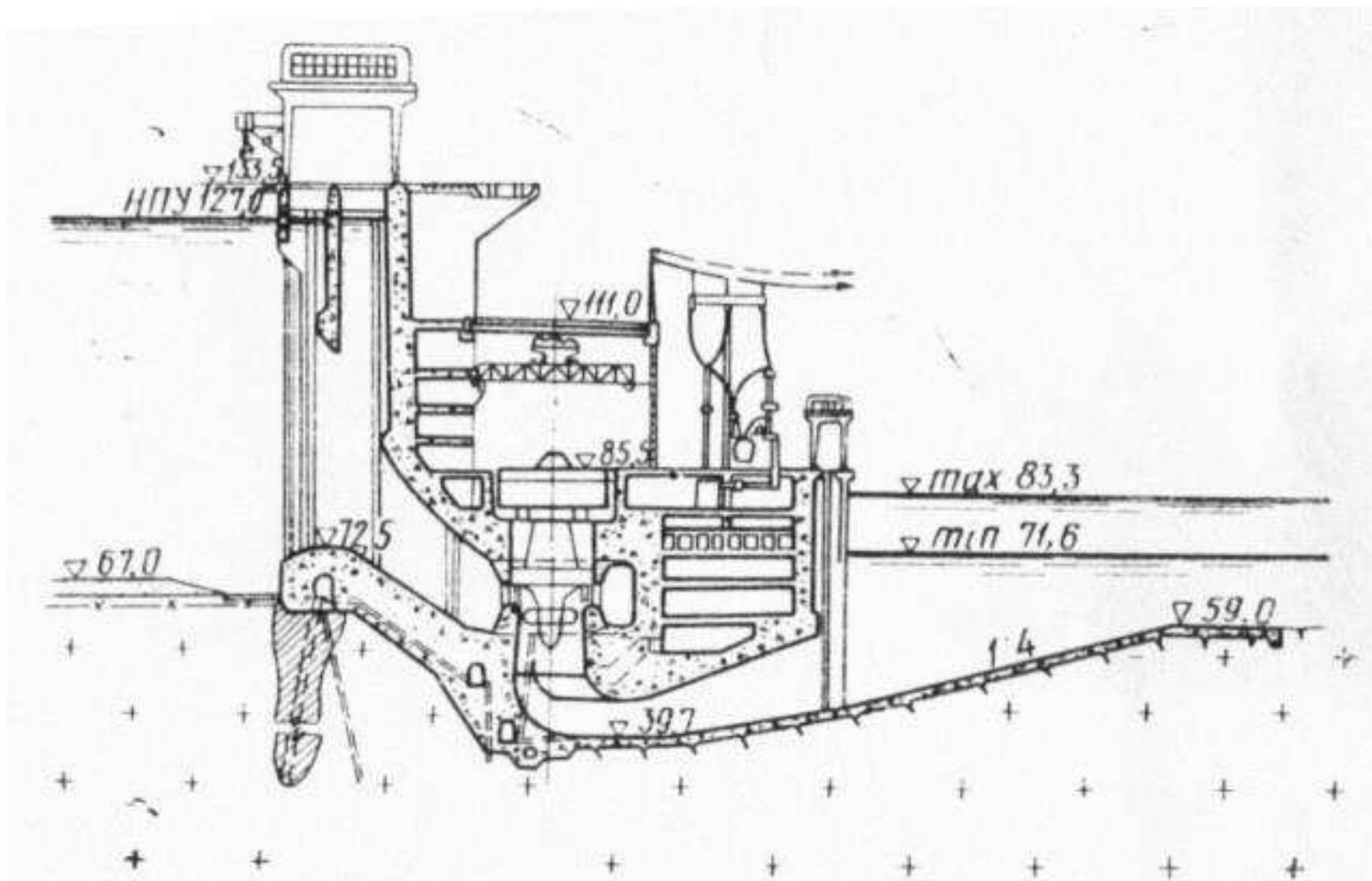


Рисунок Б.5 – ГЭС аналоги (Рыбинская ГЭС)

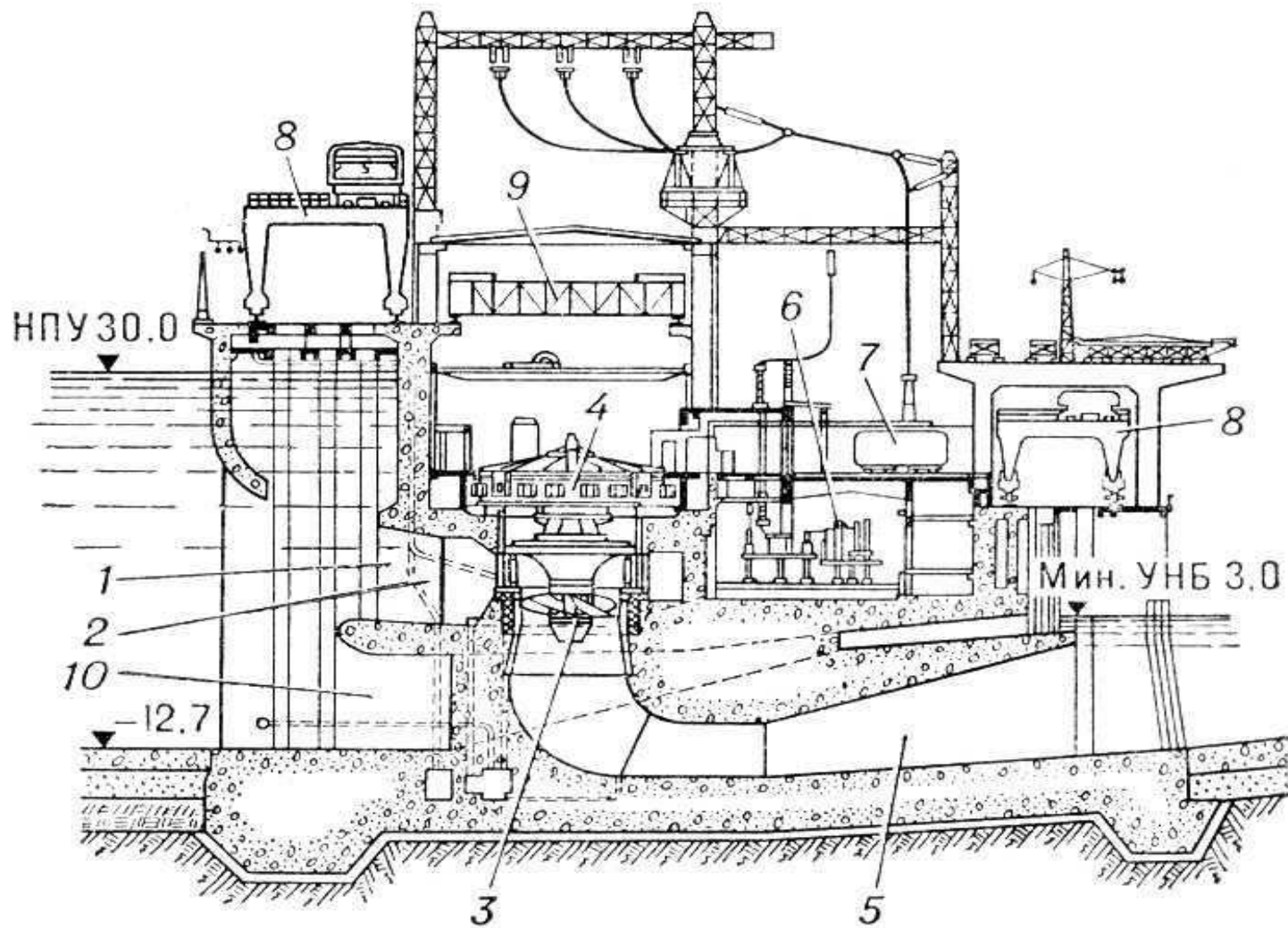


Рисунок Б.6 – ГЭС аналог (Волжская ГЭС)

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Релейная защита и автоматика

Таблица В.1 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф.Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{ср.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,69 А	
		Коэффициент торможения, K_T	0,21	-	
		Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,5 \cdot I_H$	2,325 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	6,975	
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	-	5 В
		t_3	U_{0G}	-	15 В
	U_{03}	Коэффициент торможения, K_T	1,1	-	
ЗПН	$U >$	2 ступень	$U_{ср2}$	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	$U_{ср1}$	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,33 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,69 А
		ОТС I	$I_{2с.з.}$	$0,201 \cdot I_H$	0,93 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	4,98 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	5,12 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,43 \cdot I_H$	6,65 А
	U	ПУСК	$U_{ср}$	-	66 В
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,15	1 Ом
		2 ступень	Z_{II}	0,651	4,43 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_p СИГН.$	$1,07 \cdot I_{НОМ.Р}$	2,09 А
		ПО	$I_p ПУСК.$	$1,1 \cdot I_{НОМ.Р}$	2,16 А
		Отсечка	$I_p ПУСК.$	$2,14 \cdot I_{НОМ.Р}$	4,19 А

Продолжение приложения В

Таблица В.2 – Матрица отключений

Защиты		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение МШВ	Отключение В-220 и В-ТСН	Предупредительный сигнал	
Наименование	Обозначение								
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	+	+	+	+				
ЗЗГ	U_0	t_1						+	
		t_3	+	+	+				
	U_{03}	t	+	+	+				
ЗПН	$U >$	1 ступень t_1	+	+					
		2 ступень t_2	+	+					
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО						+	
		ИО		+	+				
		ОТС I	t_1				+		
			t_2					+	
	t_3	+	+						
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО						+	
		ИО		+	+				
		ОТС	t_1				+		
			t_2					+	
	t_3	+	+						
ДЗ	$Z <$	1 ступень	t_1				+		
			t_2	+	+	+			
		2 ступень	t_1				+		
			t_2					+	
			t_3	+	+				
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО						+	
		ИО		+	+				
		Отсечка		+	+				

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Саяно–Шушенский филиал
институт

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанции, электроэнергетических
систем и электрических сетей»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 А.А. Ачитаев
подпись инициалы, фамилия

« 2 » 07 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЛАНКОВСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ЛАНКОВАЯ.
АВТОНОМНЫЕ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НА ОСНОВЕ
МАЛЫХ ГЭС В ОТДАЛЁННЫХ РАЙОНАХ: МЕТОДЫ ОЦЕНКИ
ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.**

Руководитель  02.07.20
подпись, дата

должность, ученая степень

Р.Ю. Беляев
инициалы, фамилия

Выпускник  02.07.20
подпись, дата

М.Д. Варлаков
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Ланковской ГЭС на реке Ланковая. Автономные системы электроснабжения на основе малых ГЭС в отдаленных районах: методы оценки показателей качества электроэнергии».

Консультанты по
разделам:

Консультант руководителя БР

Александр 02.10 А.А. Александров
подпись, дата инициалы, фамилия

Водно–энергетические расчёты

Зайцев 28.06.20 В.Ю. Зайцев
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

Михайлов 25.07.20 А.В. Михайлов
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

Александр 02.10 А.А. Александров
подпись, дата инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

И.И. А.В. Широкоев
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

Зайцев 02.07.20 В.Ю. Зайцев
подпись, дата инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

И.И. В.В. Радченко
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

И.И. 2.07.20 И.И. Иванов
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико–экономическое обоснование

В.В. 02.07.20 В.В. Романова
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер

И.И. 02.06.20 Н.А. Забанова
подпись, дата инициалы, фамилия