

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

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, энергетических систем и
электрических сетей»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ А.А. Ачитаев
«__» _____ 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.02.03 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ БУРЗЯНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ БЕЛАЯ.
БЕЗОПАСНОСТЬ И НАДЕЖНОСТЬ ЭНЕРГООБЪЕКТОВ**

тема

Руководитель	_____	к.т.н. доцент кафедры. ГГЭЭС Саяно-Шушенского филиала СФУ	<u>А.А. Ачитаев</u>
	подпись, дата	должность	инициалы, фамилия
Выпускник	_____		<u>О.А. Уянаев</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Бурзянской ГЭС на реке Белая. Безопасность и надежность энергообъектов.»

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчёты

подпись, дата

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Электрическая часть

подпись, дата

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения
гидроузла

подпись, дата

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана
труда

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана окружающей
среды

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико-экономическое
обоснование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ БУРЗЯНСКОЙ ГЭС	7
ВВЕДЕНИЕ	9
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС.....	10
1.1 Топографические данные	10
1.2 Гидрологические данные.....	11
1.3 Данные по энергосистеме	14
2 Водно-энергетические расчеты	15
2.1 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока	15
2.2 Построение суточных графиков и интегральных кривых нагрузки энергосистемы.....	18
2.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы	20
2.4 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы.....	21
2.5 Водно-энергетический расчет (ВЭР) режима работы ГЭС по условию маловодного года	24
2.6 Определение рабочей мощности ГЭС.....	25
2.7 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в средневодном году	26
2.8 Баланс мощности.....	27
2.8.1 Определение установленной мощности ГЭС и планирование ремонтов	27
3 Основное и вспомогательное оборудования	30
3.1 Построение режимного поля	30
3.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам.....	32
3.3 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины	35
3.4 Определение геометрических размеров проточной части	37
3.5 Расчет вала на прочность	39
3.6 Расчет подшипника	39
3.7 Выбор маслонапорной установки и электрогидравлического регулятора.....	41
3.8 Выбор гидрогенератора	42
4 Электрическая часть.....	43
4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС.....	43
4.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком.....	44
4.3 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком.....	45

4.4	Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения и марки проводов воздушных линий.....	47
4.5	Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта	48
4.6	Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin	50
4.6.1	Расчёт исходных данных.....	50
4.6.2	Внесение исходных данных в программный комплекс и расчет токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin».....	51
4.7	Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима	52
4.8	Выбор электрических аппаратов	53
4.8.1	Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режимов .	54
4.8.2	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 13,8 кВ	54
4.8.3	Выбор трансформаторов тока и напряжения.....	56
4.8.4	Выбор выключателей и разъединителей.....	57
4.8.5	Выбор трансформаторов тока и напряжения.....	57
5	Релейная защита и автоматика	59
5.1	Расчет номинальных токов	59
5.2	Технические данные оборудования.....	60
5.3	Перечень защит основного оборудования	61
5.4	Описание и расчет уставок защит	62
5.4.1	Продольная дифференциальная защита генератора (IDG).....	62
5.4.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN (Uo)).....	65
5.4.3	Защита от повышения напряжения (U1>), (U2>)	68
5.4.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I ₂)	68
5.4.5	Защита от симметричных перегрузок (I ₁)	72
5.4.6	Дистанционная защита генератора Z1 <, Z2 <	74
5.4.7	Защита от перегрузки обмотки ротора.....	77
5.5	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор	78
5.6	Таблица уставок и матрица отключений защит	79
6	Компоновка и сооружения гидроузла	81
6.1	Проектирование бетонной водосливной плотины	81
6.2	Определение класса гидротехнического сооружения	81
6.3	Определение отметки гребня бетонной плотины.....	81
6.4	Гидравлические расчёты	84
6.4.1	Определение ширины водосливного фронта	84
6.4.2	Определение отметки гребня водослива	86
6.4.3	Проверка на пропуск поверочного расхода	88
6.4.4	Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе.....	91
6.4.5	Гашение энергии способом свободно отброшенной струи.....	93

6.4.6	Пропуск расходов через глубинные водосбросы	95
6.5	Конструирование бетонной плотины	97
6.5.1	Определение ширины подошвы плотины	97
6.5.2	Разрезка плотин швами	97
6.5.3	Быки.....	97
6.5.4	Устои	98
6.5.5	Галереи в теле плотины.....	98
6.5.6	Дренаж тела бетонных плотин.....	98
6.5.7	Расчёт цементационной завесы	99
6.5.8	Расчёт фильтрации	100
6.6	Статические расчёты плотины	101
6.6.1	Вес сооружения	101
6.6.2	Сила гидростатического давления воды	102
6.6.3	Сила взвешивающего и фильтрационного давления.....	102
6.6.4	Давление грунта.....	103
6.6.5	Волновое давление	104
6.7	Расчет прочности плотины	105
6.7.1	Критерии прочности плотины и её обоснования.....	107
6.8	Обоснование устойчивости плотины	108
7	Пожарная безопасность. Охрана труда	110
7.1	Охрана труда.....	110
7.2	Пожарная безопасность.....	112
8	Охрана окружающей среды	115
8.1	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации	116
9	Технико-экономическое обоснование.....	117
9.1	Оценка объёмов реализации энергии и расходов	117
9.2	Оценка объёмов реализации электроэнергии	117
9.3	Текущие расходы на производство электроэнергии	117
9.4	Налоговые расходы	119
9.5	Оценка суммы прибыли	120
9.6	Оценка инвестиционного проекта.....	122
9.6.1	Методология и исходные данные, оценка инвестиционного проекта	122
9.6.2	Показатели коммерческой эффективности проекта	123
9.6.3	Бюджетная эффективность	123
9.7	Анализ рисков инвестиционных проектов.....	124
10	Надёжность и безопасность	126
10.1	Эксплуатация тепло- и гидроэлектростанций. Безопасность и надёжность энергообъектов.....	126
10.2	Система надзора за безопасностью ГТС ПАО «РусГидро».....	127
10.3	Механизмы, обеспечивающие надёжность функционирования и безопасности эксплуатации объектов	127
10.3.1	Производственный контроль	128

10.4 Безопасность энергообъектов	129
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	131
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	133
ПРИЛОЖЕНИЕ А Водно–энергетические расчеты.....	137
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Параметры и характеристика гидротурбины	139

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ БУРЗЯНСКОЙ ГЭС

1. Наименование рекиБелая;
2. Местонахождение ГЭСЮжный Урал и Предуралье;
3. Тип проектируемой установкиГЭС;
4. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний168 м³/с;
 - б) всех турбин..... 1453,0 м³/с;
 - в) максимальный с обеспеченностью: 0,5% 1406,6 м³/с;
0,1% 1635,4 м³/с;
0,01% 1946,1 м³/с;
 - г) минимальный.....57 м³/с;
5. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стокагодовой;
 - б) отметка: НПУ355 м;
ФПУ356 м;
УМО349 м
 - в) объемы:
полный5,94 км³;
полезный1,01 км³;
6. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный53,0 м;
 - б) расчетный51,0 м;
 - в) минимальный47,0 м;
7. Энергетические характеристики:
 - а) мощность:
установленная..... 293 МВт;
рабочая 207 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка энергии 715 млн. кВт·ч;
8. Размеры плотины (общая длина / максимальная высота):
 - а) левобережная глухая бетонная150,00 м / 55,0 м;
 - б) правобережная грунтовая 192,0 м / 68,0 м;
 - в) водосливная 24 м / 72,0 м;
 - г) стационарная 112 м / 72,0 м;
9. Водобросные сооружения
 - 9.1. Поверхностный водослив:
 - а) число и размер пролетов 2 отверстий 2×8;
 - б) общая длина24 м;
 - в) максимальная высота72,0 м;
 - 9.2. Глубинные водовыпуски:
 - а) число и форма сечения.....2 и прямоугольная;
 - б) размеры сечения 1×2;
10. Здание ГЭС:
 - а) тип здания приплотинное;

- б) число агрегатов 3;
- б) грунты в основании..... скала;
- в) тип спиральной камерыметаллическая;
- г) тип отсасывающей трубыизогнутая;

11. Основное оборудование:

- а) тип турбины..... РО75-В-530;
- б) тип генератора.....СВ-1070/145-52;
- в) мощность генератора 80 МВт;
- г) частота вращения 115,4 об/мин;
- д) тип трансформаторов..... ТДЦ-125000/220;

12. Техничко-экономические показатели:

- а) срок окупаемости 6 лет 10 месяцев;
- б) себестоимость энергии 0,56 руб/кВт·ч;
- в) НПВ..... 16,96 млрд. руб.;
- г) Индекс прибыльности PI..... 1,81;
- д) Удельные капиталовложения 71820 руб./кВт.

ВВЕДЕНИЕ

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

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

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

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

1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС

1.1 Топографические данные

Белая- река на Южном Урале и в Предуралье; левый и самый крупный приток Камы. Протекает по территории Башкортостана и по его границе с Татарстаном. Длина реки — 1430 км, площадь её водосборного бассейна - 142 000 км², самая длинная река в Башкортостане. Топографическая карта района Бурзянской ГЭС представлена на рисунке 1.1.

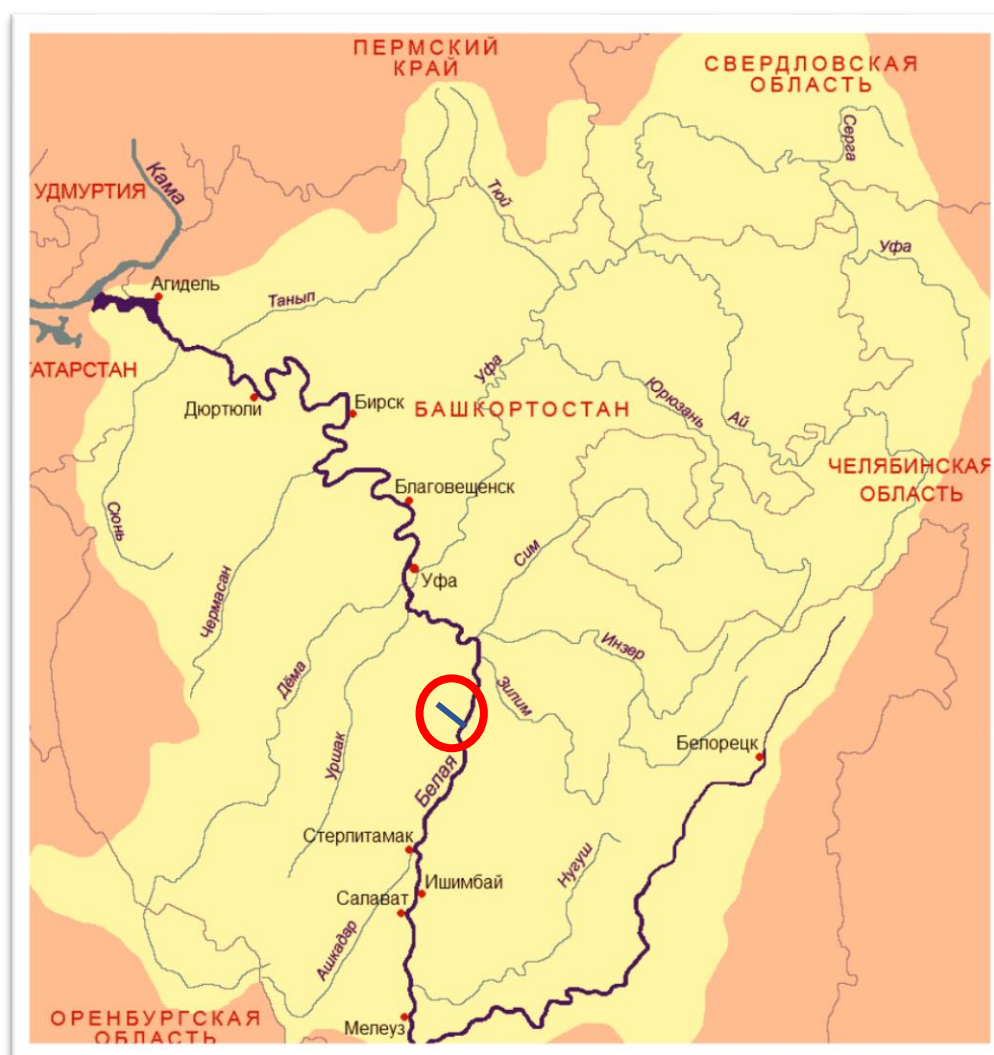


Рисунок 1.1 – Топографическая карта района Бурзянской ГЭС

Створ проектируемой ГЭС имеет координаты 51°14'39"СШ 84°42'52"В, который представлен на рисунке 1.2. Длина створа=553м.

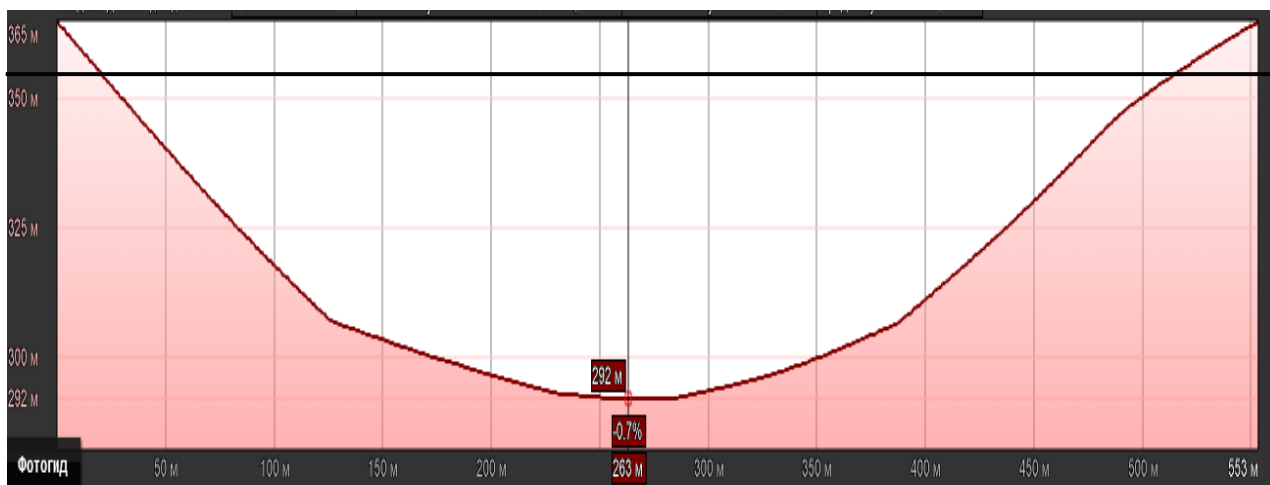


Рисунок 1.2 – Профиль створа

▼ НПУ=355м;

▼ УМО=335,33м;

Скорость реки Белая в створе проектируемой ГЭС $\vartheta=0,7$ м/с.

1.2 Гидрологические данные

Ряд гидрологических наблюдений за рекой Белая за период 1936–1985 гг. представлен в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Гидрологический ряд реки Белая

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q, ср. год
1936	50	53	55	218	860	265	195	190	184	61	53	39	185
1937	50	52	53	267	592	187	180	177	160	150	126	105	165
1938	27	32	33	358	486	338	239	261	229	177	146	67	199
1939	40	43	45	321	518	292	266	202	119	100	98	75	177
1940	53	54	57	492	559	234	208	189	120	107	100	79	188
1941	42	52	75	318	411	221	200	161	153	121	70	58	157
1942	55	59	71	481	611	307	187	186	83	58	52	51	183
1943	27	34	48	247	840	290	186	185	112	111	60	55	183
1944	28	28	40	235	330	308	185	152	108	107	105	61	141
1945	41	43	47	327	379	247	204	189	150	144	64	63	158
1946	65	66	101	552	736	218	200	197	60	53	50	40	195
1947	72	73	108	473	623	286	280	273	46	37	36	22	194
1948	71	71	80	405	597	240	207	174	62	58	57	53	173
1949	29	34	37	410	460	203	162	160	101	83	83	49	151
1950	49	49	50	421	464	213	200	168	109	95	61	49	160
1951	63	67	71	543	614	239	200	193	105	54	50	47	187
1952	38	40	47	452	473	246	208	156	50	49	47	24	153
1953	57	57	58	330	371	289	182	161	117	115	105	60	159
1954	53	54	54	410	471	179	156	149	75	62	55	54	148
1955	50	50	63	355	516	311	300	204	192	101	114	76	194
1956	48	52	84	521	535	374	267	257	229	220	104	70	230

Окончание таблицы 1.1

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q, ср. год
1957	33	34	38	284	392	501	216	192	116	87	105	68	172
1958	62	68	111	418	430	310	230	220	129	124	110	73	190
1959	52	55	64	399	646	205	174	168	83	47	46	43	165
1960	43	50	53	584	720	272	235	195	47	45	45	36	194
1961	37	38	38	295	350	237	165	145	131	127	96	57	143
1962	56	60	60	440	550	443	276	232	192	180	52	43	215
1963	49	51	53	171	373	186	184	152	76	59	55	51	122
1964	51	52	53	217	339	321	240	174	152	146	77	61	157
1965	53	53	60	239	534	182	155	154	118	88	84	61	149
1966	70	72	89	275	530	225	179	174	147	125	110	83	173
1967	30	40	47	188	243	193	180	120	80	74	39	38	106
1968	64	72	72	376	651	277	262	200	128	92	89	59	187
1969	40	42	49	192	193	181	113	100	81	60	58	55	97
1970	46	52	53	348	960	296	222	200	59	57	53	50	200
1971	58	60	62	277	444	237	214	173	169	155	109	85	170
1972	49	49	55	544	716	275	194	188	53	48	38	31	187
1973	40	45	50	472	329	173	171	168	100	75	95	59	148
1974	42	44	45	376	476	184	190	240	144	115	94	64	168
1975	59	61	64	405	488	196	183	170	96	90	73	50	161
1976	55	59	78	422	436	261	194	164	96	78	70	50	164
1977	44	44	47	294	379	310	269	179	183	150	100	90	174
1978	53	53	54	147	190	176	129	118	94	91	90	51	104
1979	28	34	40	173	191	175	97	95	80	79	52	46	91
1980	38	41	47	363	820	183	180	175	70	55	53	47	173
1981	54	55	59	550	672	282	196	194	57	54	54	47	190
1982	49	51	54	496	534	199	196	194	104	52	51	50	169
1983	58	58	61	230	429	251	235	203	189	172	109	102	175
1984	55	60	62	353	599	316	243	208	171	119	98	75	197
1985	61	62	64	447	602	318	281	218	61	43	42	50	187

Координаты кривой связи нижнего и верхнего бьефа представлены в таблице 1.2, на рисунках 1.3 и 1.4.

Таблица 1.2 – Координаты кривых связей верхнего и нижнего бьефа

Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа		Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа			
$Z_{ВБ}, м$	$V, км^3$	$Z_{НБ}, лето, м$	$Q, м^3/с$	$Z_{НБ}, зим, м$	$Q, м^3/с$
292,54	0,00	292,02	0	292,02	0
307,03	0,15	295,34	150	295,34	135
314,71	0,29	297,83	300	297,83	270
319,81	0,43	299,70	450	299,70	405
323,94	0,57	301,09	600	301,09	540

Окончание таблицы 1.2

Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа		Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа			
$Z_{ВБ}, м$	$V, км^3$	$Z_{НБ}, лето, м$	$Q, м^3/с$	$Z_{НБ}, зим, м$	$Q, м^3/с$
327,54	0,70	302,15	750	302,15	675
331,61	0,85	302,98	900	302,98	810
336,25	1,03	303,65	1050	303,65	945
339,77	1,18	304,24	1200	304,24	1080
342,74	1,32	304,80	1350	304,80	1215
345,52	1,46	305,35	1500	305,35	1350
348,07	1,59	305,92	1650	305,92	1485
350,84	1,73	306,49	1800	306,49	1620
353,98	1,91	307,02	1950	307,02	1755
354,72	1,98	307,44	2100	307,44	1890
		307,57	2166	307,57	1949

Полином зависимости $Z_{ВБ}=f(V)$: $Z_{ВБ} = -14,8292726427316x^6 + 100,842188842594x^5 - 271,594715103507x^4 + 368,737609222531x^3 - 269,798458643257x^2 + 129,609999794512x + 292,540973118215$

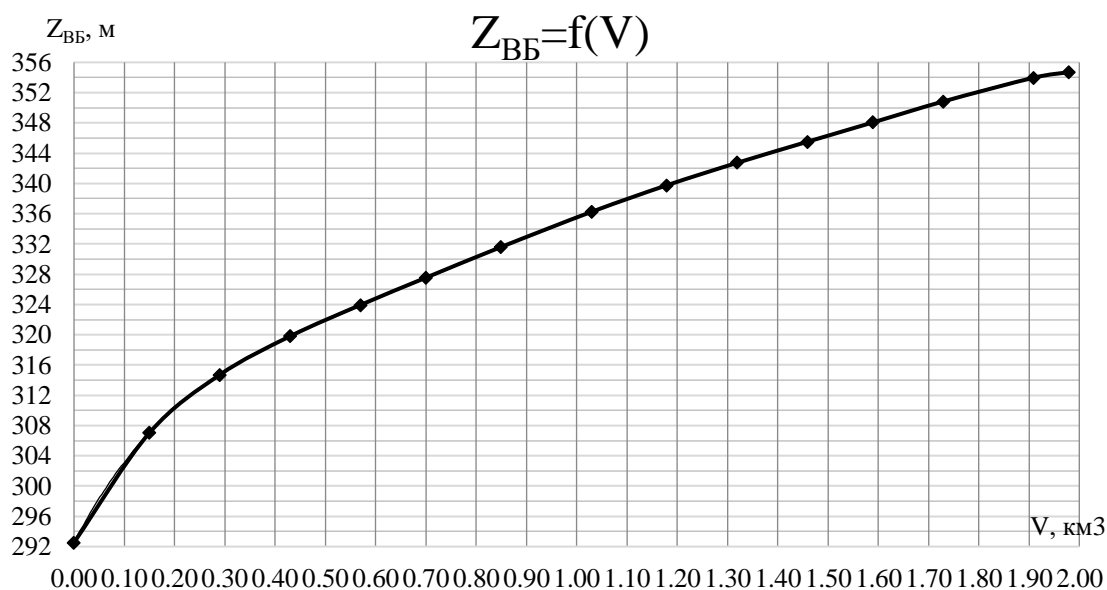


Рисунок 1.3 – График зависимости $Z_{ВБ} = f(V)$

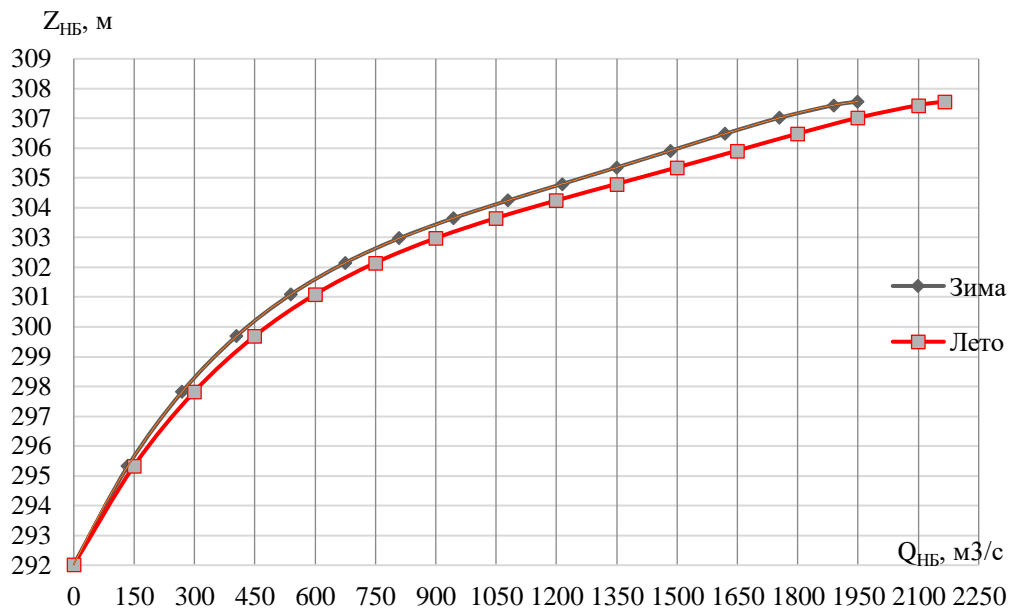


Рисунок 1.4 – График зависимости $Z_{НБ} = f(Q)$

Полином зависимости $Z_{НБ} = f(Q)$ $-0,0000000000000000000417188899x^6 + 0,0000000000000002438197110340x^5 - 0,000000000007909876624675150x^4 + 0,0000000190676148620339x^3 - 0,000029552822169876x^2 + 0,0282553125925915x + 292,02061727838$

1.3 Данные по энергосистеме

- 1) Энергосистема: Башкирское РДУ,
- 2) $P_{max}=3683$ МВт,
- 3) Установленная мощность Павловской ГЭС 220 МВт, $\Delta=1,6$ млрд Квт*ч

2 Водно-энергетические расчеты

2.1 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока

Гидрологический ряд наблюдений приточности р. Белая в створе Бурзянской ГЭС за период 1936-1985 гг. представлен в таблице 1.1.

Год делится на два периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). За многоводные принимаются месяцы, в которых расход был больше или равен среднегодовому, остальные месяцы составляют маловодный период. В данном случае половодными принимаются 5-9 месяцы, а все остальные месяцы года-маловодными. Для определения маловодного и средневодного года необходимо посчитать обеспеченность каждого среднегодового расхода, расхода в половодье и в межень в процентах по формуле:

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

где m - порядковый номер члена ряда среднегодовых расходов, ранжированного в убывающем порядке;

n - общее число членов ряда.

Результаты приводятся в таблице 2.1

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

Таблица 2.1 – Расчетные значения обеспеченности маловодного и средневодного года

Годы	Q , ср. год	Годы	Q ср. пол.	Годы	Q ср. меж.	P
1956	230	1970	405	1956	115	2
1962	215	1960	401	1983	107	4
1970	200	1956	391	1938	102	6
1938	199	1962	388	1971	100	8
1984	197	1947	387	1937	99	10
1946	195	1972	383	1966	99	12
1955	194	1946	381	1958	97	14
1947	194	1981	379	1977	94	16
1960	194	1985	373	1955	92	18
1958	190	1951	358	1962	92	20
1981	190	1942	354	1984	91	22
1940	188	1968	353	1964	85	24
1985	187	1943	350	1968	82	25
1951	187	1936	346	1941	82	27
1968	187	1980	344	1940	81	29
1972	187	1984	344	1953	81	31

Окончание таблицы 2.1

Годы	Q, ср. год	Годы	Qср. пол.	Годы	Qср. меж.	P
1936	185	1955	337	1945	79	33
1942	183	1938	336	1974	78	35
1943	183	1940	336	1961	75	37
1939	177	1948	325	1939	74	39
1983	175	1982	324	1965	74	41
1977	174	1958	322	1936	71	43
1966	173	1939	320	1975	70	45
1948	173	1959	318	1976	69	47
1980	173	1957	317	1978	69	49
1957	172	1952	307	1957	69	51
1971	170	1976	295	1944	68	53
1982	169	1950	293	1973	66	55
1974	168	1974	293	1950	66	57
1937	165	1975	288	1951	65	59
1959	165	1977	286	1948	65	61
1976	164	1937	281	1943	64	63
1975	161	1949	279	1946	62	65
1950	160	1966	277	1942	61	67
1953	159	1954	273	1949	59	69
1945	158	1983	270	1982	59	71
1964	157	1945	269	1954	58	73
1941	157	1971	269	1947	56	75
1952	153	1953	267	1963	56	76
1949	151	1973	263	1959	56	78
1965	149	1941	262	1969	55	80
1965	149	1941	262	1969	55	80
1973	148	1964	258	1985	55	82
1954	148	1965	253	1981	54	84
1961	143	1944	242	1970	53	86
1944	141	1961	238	1979	51	88
1963	122	1963	213	1980	50	90
1967	106	1967	185	1967	50	92
1978	104	1969	156	1972	46	94
1969	97	1978	152	1960	46	96
1979	91	1979	146	1952	42	98

По расчетным обеспеченностям определяются маловодный и средневодный год. За маловодный принимается год со среднегодовой обеспеченностью 90%, в данном случае 1963 год.

За средневодный год принимается год с обеспеченностью 50%, но в данном случае нет конкретного года, поэтому определяем ближайшие годы от расчетной обеспеченности: 1957 и 1980 годы. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью. В итоге принимаем тот год, который будет

иметь коэффициент приведения ближе к единице, т.е. тот год, который требует меньшую корректировку расходов.

$$K_{п50\%} = \frac{Q_{п50\%базовое}}{Q_{п 1980}} = \frac{312}{344} = 0,906. \quad (2.2)$$

1980 год:

$$K_{м50\%} = \frac{Q_{м50\%базовое}}{Q_{м 1980}} = \frac{69}{50} = 1,38. \quad (2.3)$$

1957 год

$$K_{п50\%} = \frac{Q_{м50\%базовое}}{Q_{м 1957}} = \frac{312}{317} = 0,98. \quad (2.4)$$

В качестве расчетного маловодного года принимаем 1980, так как его коэффициенты ближе к единице.

Выбрав окончательно расчетные гидрографы средневодного и маловодного годов, необходимо уточнить годовой сток умножив среднемесячные расходы на вычисленные коэффициенты.

Корректировка (Q коррек.):

Требуется дополнительная корректировка расходов маловодного года при выполнении следующего условия: объем сезонного и годового стока должен остаться неизменным до корректировки и после нее. Это значит, что месяцы, где расход средневодного года меньше, чем маловодного необходимо скорректировать в сторону увеличения за счет снижения расходов в другие месяцы, но обязательно относящиеся к одному и тому же периоду (сезону). Результаты сведены в таблицу 2.2.

Таблица 2.2 – Маловодный год (P=90%) без приведения, коэффициенты приведения ближе к 1, с корректировкой (1963 год)

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.} , м ³ /с
Q _{50%} - Q _{90%}	17	2	2	92	22	316	18	42	37	23	13	16	
Изменения Q _{90%}	0	0	0	0	0	0	0	53	0	0	7	0	
Q _{90%} коррек.	49	51	53	171	373	186	184	152	76	59	55	51	172

Средневодный 1957 год не нуждается в корректировке, т.к. его коэффициент по половодью больше единицы. Средневодный год представлен в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Расходы средневодного года (P=50%)

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.} , м3/с
Q _{50%} , м3/с	69	55	56	262	392	500	200	192	113	86	70	69	172

Гидрограф представлен на рисунке 2.1

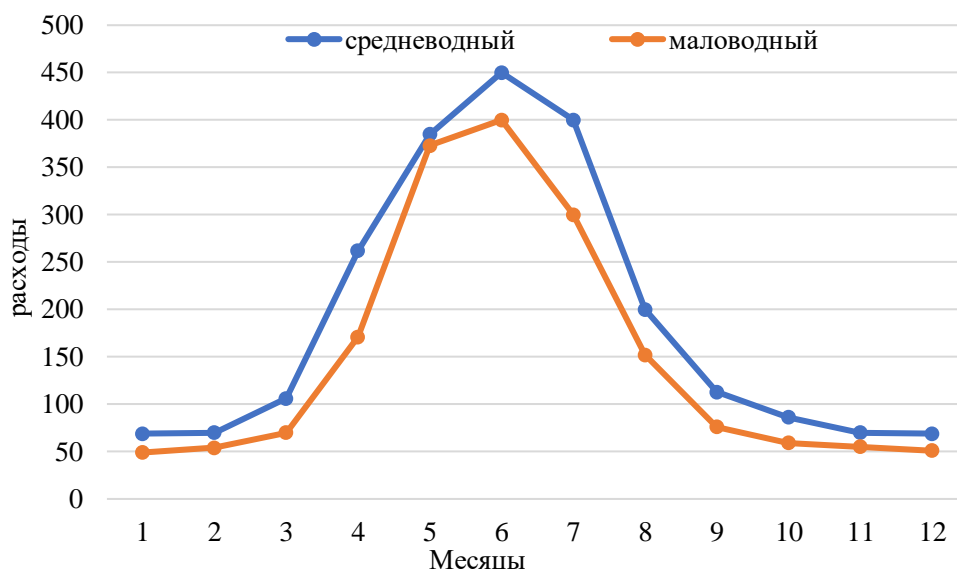


Рисунок 2.1 – Гидрографы маловодного и средневодного года

2.2 Построение суточных графиков и интегральных кривых нагрузки энергосистемы

С сайта системного оператора выбирается типичный зимний день, а также типичный летний. Далее строятся суточные графики (таблицы 2.4; рисунки 2.2, 2.3) и ИКН (таблицы 2.5, 2.6) в соответствии с методикой, описанной в учебно-методическом пособии «Выбор параметров ГЭС» [1].

Таблица 2.4 Суточные графики нагрузки для зимнего и летнего периода

t, ч	P_t^3	$P_t^л$
1:00	3308	2612
2:00	3252	2576
3:00	3290	2518
4:00	3261	2510
5:00	3261	2492
6:00	3304	2500
7:00	3324	2585
8:00	3354	2695
9:00	3443	2826
10:00	3517	2870
11:00	3544	2882
12:00	3538	2883

Окончание таблицы 2.4

t, ч	P_t^3	P_t^1
13:00	3524	2918
14:00	3532	2901
15:00	3554	2903
16:00	3559	2893
17:00	3632	2861
18:00	3695	2843
19:00	3683	2829
20:00	3651	2832
21:00	3604	2816
22:00	3578	2861
23:00	3487	2813
24:00	3406	2707
Среднее	3471	2755

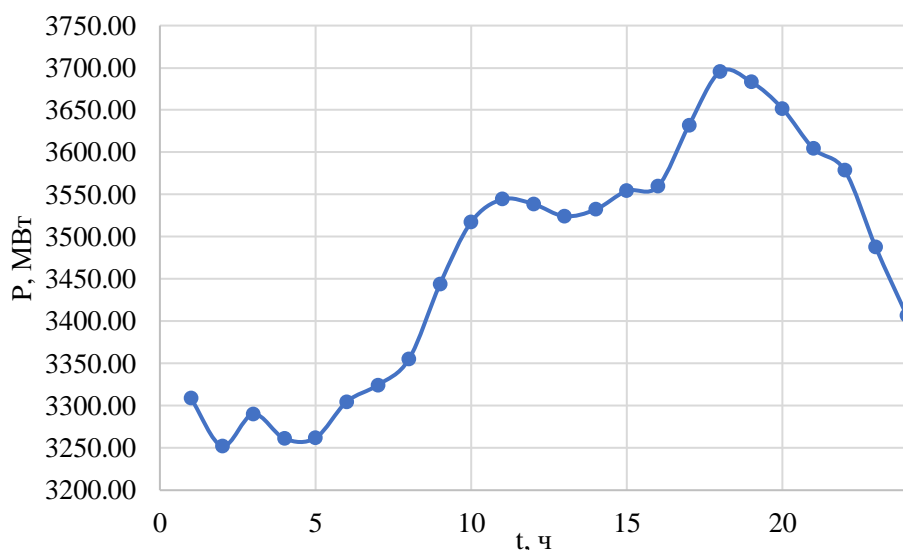


Рисунок 2.2 – Зимний суточный график нагрузки для Башкирского РДУ

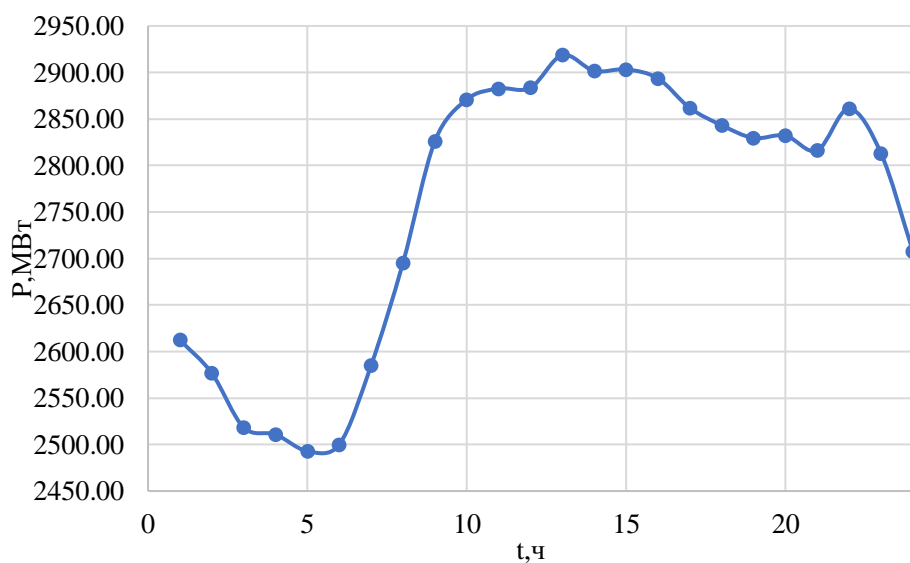


Рисунок 2.3 – Летний суточный график нагрузки для Башкирского РДУ

Таблица 2.5 – Суточный график нагрузки

t, ч	зима		лето	
	P, МВт	ΔP, МВт	P, МВт	ΔP, МВт
1	3695,39	12,04	2918,64	15,39
2	3683,35	31,52	2903,25	1,57
3	3651,83	19,79	2901,68	8,06
4	3632,04	27,75	2893,61	10,05
5	3604,29	25,55	2883,56	0,84
6	3578,74	19,27	2882,72	11,83
7	3559,48	5,13	2870,89	9,01
8	3554,35	10,05	2861,88	0,84
9	3544,29	5,45	2861,05	17,80
10	3538,85	6,60	2843,25	11,10
11	3532,25	7,96	2832,15	2,62
12	3524,29	7,02	2829,53	3,46
13	3517,28	29,63	2826,07	9,95
14	3487,64	43,66	2816,13	3,04
15	3443,98	37,49	2813,09	105,24
16	3406,49	51,52	2707,85	12,57
17	3354,97	30,58	2695,29	82,93
18	3324,40	15,71	2612,36	27,33
19	3308,69	4,08	2585,03	8,27
20	3304,61	14,45	2576,75	58,32
21	3290,16	28,27	2518,43	7,64
22	3261,88	0,73	2510,79	10,79
23	3261,15	8,69	2500,00	7,12
24	3252,46	3252,46	2492,88	2492,88

2.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Используя данные из суточного графика $P(t)$, построим годовые графики максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы:

Максимальная нагрузка энергосистемы носит синусоидальный характер и для рабочего дня каждого месяца определяется по формуле:

$$P_t^{max} = a + (b \cdot \cos|30^\circ \cdot t - 15^\circ|), \quad (2.5)$$

где t - порядковый номер месяца в году (1- январь, 2- февраль и т. д.);
 a, b - коэффициенты, для определения которых используются формулы:

$$a = \frac{P_{зима}^{max} + P_{лето}^{max}}{2}; \quad (2.6)$$

$$b = \frac{P_{\text{зима}}^{\text{max}} - P_{\text{лето}}^{\text{max}}}{2}. \quad (2.7)$$

Данные сведены в таблицу 2.6.

Таблица 2.6 – Данные для построения графика годовых графиков максимальных нагрузок энергосистемы Урала

t, месяцы	$(30^\circ \cdot t - 15^\circ)$	$\cos(30^\circ \cdot t - 15^\circ) \cdot \frac{\pi}{180}$	P_{max}^t	P_{cp}^t
1	0,26	0,97	3683	3461
2	0,79	0,71	3582	3368
3	1,31	0,26	3407	3207
4	1,83	-0,26	3206	3020
5	2,36	-0,71	3031	2859
6	2,88	-0,97	2930	2766
7	3,4	-0,97	2930	2766
8	3,93	-0,71	3031	2859
9	4,45	-0,26	3206	3020
10	4,97	0,26	3407	3207
11	5,5	0,71	3582	3368
12	6,02	0,97	3683	3461

По данным расчетам выполним построение годовых графиков нагрузки (рис. 2.4) энергосистемы для Башкирского РДУ по максимальным и средним значениям.

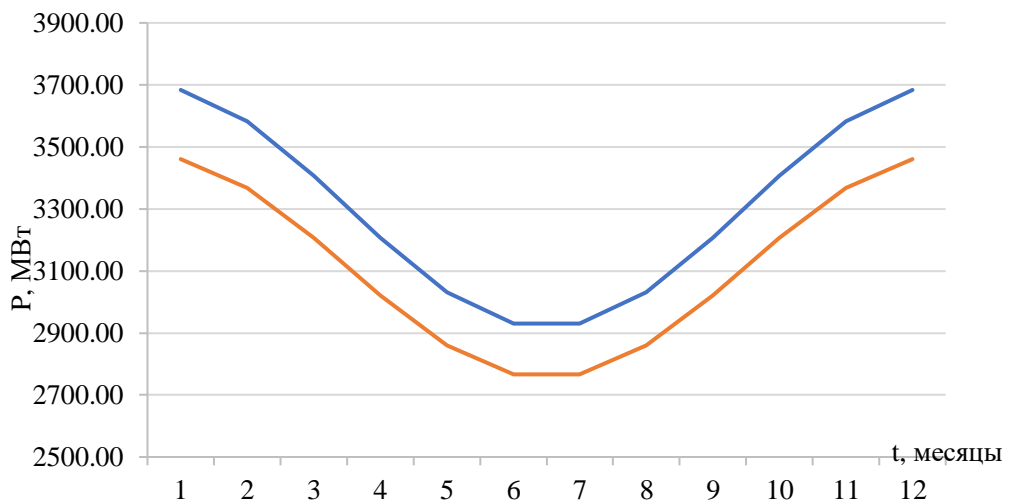


Рисунок 2.4 – Годовой график нагрузки

2.4 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы

Главным критерием при определении параметров проектируемой ГЭС в рамках курсового проектирования является максимум вытеснения тепловых мощностей в энергосистеме.

Для выбранного расчетного маловодного года (1983) вычисляем значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле:

$$N_{ГЭС} = k_N \cdot Q^{пр90\%} \cdot H_{ГЭС}^{подв}, \quad (2.8)$$

где k_N – коэффициент мощности, $k_N = 8,5$;
 $Q^{пр90\%}$ – полезный бытовой расход расчетного маловодного года, м³/с;
 $H_{ГЭС}^{подв}$ – подведенный напор ГЭС, м.

$$H_{ГЭС}^{подв} = Z_{ВБ} - Z_{НБ}(Q_{НБ}(t)) - \Delta h, \quad (2.9)$$

где $Z_{ВБ}$ – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке ∇НПУ, м
 $Z_{НБ}(Q_{НБ}(t))$ – уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды, определенным по летней или зимней кривой связи, м;
 Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях, $\Delta h = 0,5$ м.

Затем рассчитываем мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК по формуле:

$$N_{ВХК} = k_N \cdot Q_{ВХК} \cdot H_{ГЭС}^{подв}, \quad (2.10)$$

где $Q_{ВХК}$ – расход воды по требованиям участников водохозяйственного комплекса, м³/с

Результаты проведенного расчёта представлены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Режим работы без регулирования с учетом ВХК

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{быт}, м^3/с$	52	53	54	170	370	184	182	150	76	63	57	53
$Z_{ВБ}, м$	355	355	355	355	355	355	355	355	355	355	355	355
$Z_{НБ}, м$	325	325	326	296	299	296	296	295	293	293	326	325
$H_{пол}, м$	28	28	28	58	55	58	58	58	60	60	28	28
$N_{вод}, МВт$	12	12	12	86	176	89	88	79	36	29	13	12
Работа по ВХК												
$Z_{ВБ}, м$	355	355	355	355	355	355	355	355	355	355	355	355
$Z_{НБ}, м$	326	327	327	294	294	294	294	294	294	294	326	326
$H_{пол}, м$	27	27	27	60	60	60	60	60	60	60	27	27
$N_{ВХК}, МВт$	18	19	19	42	38	38	38	44	38	39	19	19,0
$N_{быт}, МВт$	12	12	12	86	176	89	88	79	36	29	13	12
$N_{быт} - N_{ВХК}$	-6	-7	-7	44	137	51	50	35	-2	-10	-6	-7

- 1) Коэффициент мощности $k_N = 8,8$;
- 2) Потери напора в водоподводящих сооружениях $\Delta h=0,5$ м.

По данным таблицу 2.7 9 месяц – месяц начала сработки водохранилища.

Данный расчёт выполняется с целью определения месяцев, в которые ГЭС будет работать на расходах, превышающих требования ВХК. Мощность, которую мы можем распределить в месяцы регулирования, рассчитывается по формуле:

$$N_{\text{изб}} = N_{\text{быт.}} - N_{\text{вхк}} = 274 \text{ МВт.} \quad (2.11)$$

Избыточную мощность распределяем в 1 и 12 месяцы.

Данные для построения годового графика мощностей приведены в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Данные для построения баланса энергии

t, мес.	Рср, МВт	Нсущ гэс, МВт	Нбыт, МВт	Нвхк, МВт
1	3368	81	12,1	19
2	3280	75	12,5	19
3	3124	70	12,7	19
4	2869	65	86,4	42
5	2624	59	176,2	39
6	2622	54	89,7	38
7	2473	54	88,8	38
8	2726	59	73,3	39
9	2919	65	36,3	39
10	3113	65	29,5	39
11	3279	75	13,4	19
12	3368	81	12,5	19

Баланс энергии представлен на рисунке 2.5.

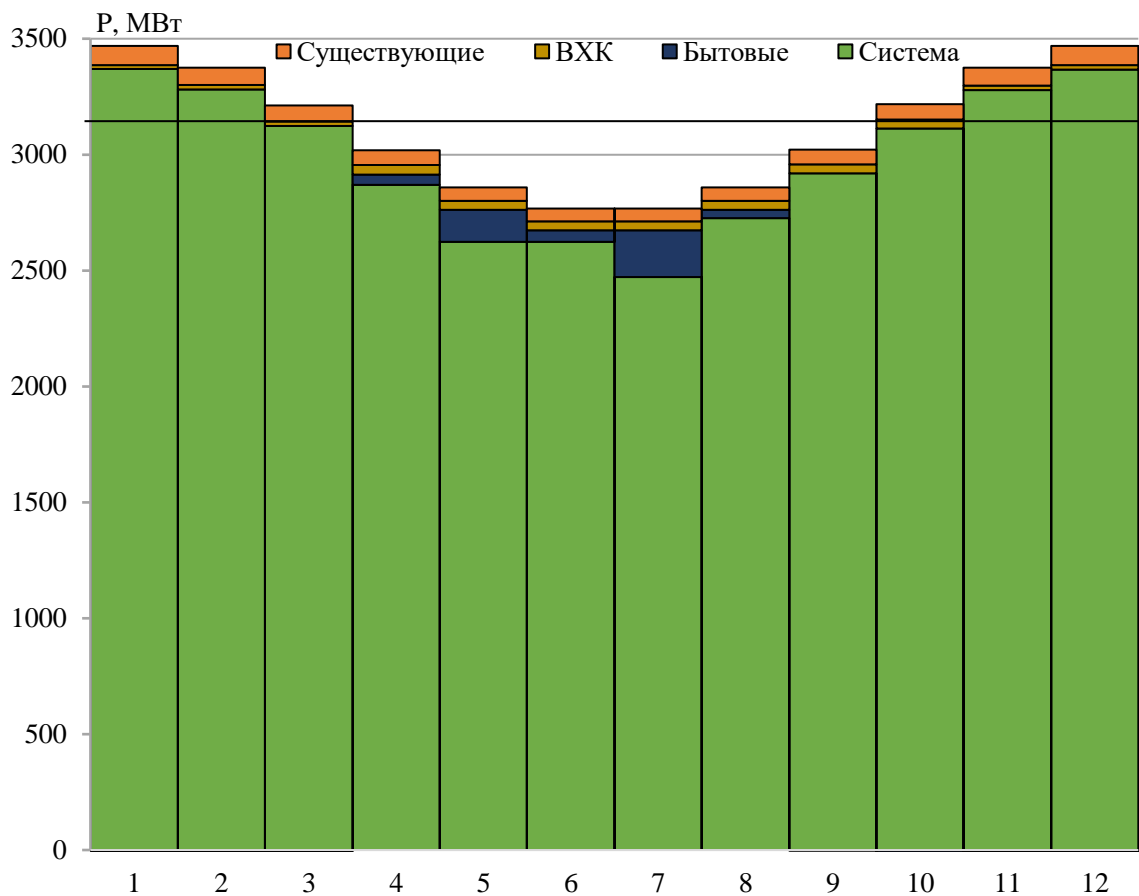


Рисунок 2.5 – Баланс энергии для проектируемой ГЭС, с учётом перераспределения бытовых мощностей

2.5 Водно-энергетический расчет (ВЭР) режима работы ГЭС по условию маловодного года

Целью ВЭР режима работы ГЭС в маловодном году является:

- определение гарантированной мощности, проектируемой ГЭС;
- отметки $\nabla_{УМО}$;
- полезный объем водохранилища.

Расчет начинаем с момента, когда водохранилище наполнено и, следовательно, уровень воды в нем равен $\nabla_{НПУ} = 355$ м. Месяцем, в который начинается сработка водохранилища принимается первый после половодья, в котором мощность ВХК превышает мощность проектируемой ГЭС по водотoku, в рассматриваемом случае это ноябрь.

Регулирование мощности осуществляется регулированием расхода ГЭС. Уровни верхнего и нижнего бьефа определяются с помощью кривых изображенных.

Для правильного расчета мы должны соблюдать три условия:

$$Q_{НБ} = Q_{ВХК}; \quad (2.12)$$

$$Z_{\text{ВБнач}} = Z_{\text{ВБкон}}; \quad (2.13)$$

$$N_{\text{ГЭС}} = N_{\text{Гар}}. \quad (2.14)$$

В данном расчете видно, что происходит резкое понижение напора, а так же условие $Z_{\text{ВБнач}} = Z_{\text{ВБкон}}$ не соблюдается. Это значит что мы должны понижать $N_{\text{Гар}}$.

После повышения $N_{\text{Гар}}$ в таблице А.1 мы получим верный расчет, так как все три условия выполняются.

Используя кривую связи объёмов водохранилища от уровня воды определяем полезный объем водохранилища:

$$V_{\text{ПОЛЕЗН}} = V_{\text{НПУ}} - V_{\text{УМО}} = 1.98 - 0.97 = 1.01 \text{ км}^3. \quad (2.15)$$

Определим коэффициент зарегулированности стока, который равен отношению полезного объема водохранилища $V_{\text{ПОЛЕЗН}} = 1.01 \text{ км}^3$ к среднему за многолетний период объема годового стока ГЭС:

$$\beta = \frac{V_{\text{пол}}}{\bar{W}} = \frac{1,01}{5,30} = 0,19. \quad (2.16)$$

По полученному коэффициенту зарегулированности стока 0,19 получим годовое регулирование стока т.е. цикл длится один год.

Проведя ВЭР режима ГЭС в маловодный год получили отметку $\nabla_{\text{УМО}} = 335,33 \text{ м}$ и рассчитали полезный объем водохранилища который составил $V_{\text{ПОЛЕЗН}} = 1,01 \text{ км}^3$. Также из условий маловодного года определили гарантированную мощность проектируемой Бурзянской ГЭС: $N_{\text{гар}} = 134 \text{ МВт}$.

2.6 Определение рабочей мощности ГЭС

На интегральной кривой нагрузки определяется место работы существующих электростанций: Павловской ГЭС и проектируемой Бурзянской ГЭС. Выработку существующих ГЭС нашли на сайте системного оператора [4]. Проектируемая станция вписывается в график суточных нагрузок.

Январь:

$$N_{\text{База}} = \frac{8,8 \cdot Q_{\text{сан.пуск.}} \cdot H_{\text{янв.}}}{1000} = 26 \text{ МВт}; \quad (2.17)$$

$$\mathcal{E}_{\text{База}} = \frac{N_{\text{База}} \cdot 24}{1000} = 0,62 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}; \quad (2.18)$$

$$\mathcal{E}_{\text{Пик}} = \mathcal{E}_{\text{Гар.}} - \mathcal{E}_{\text{База}} = 0,52 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}. \quad (2.19)$$

На ИКН (рис 2.6) проводим линию $\mathcal{E}_{\text{Пик}}$, и определяем значение: $N_{\text{Пик}} = 181 \text{ МВт}$.

По полученным значения определяем рабочую мощность:

$$N_{\text{Раб.}} = N_{\text{База}} + N_{\text{Пик}} = 207 \text{ МВт}. \quad (2.20)$$

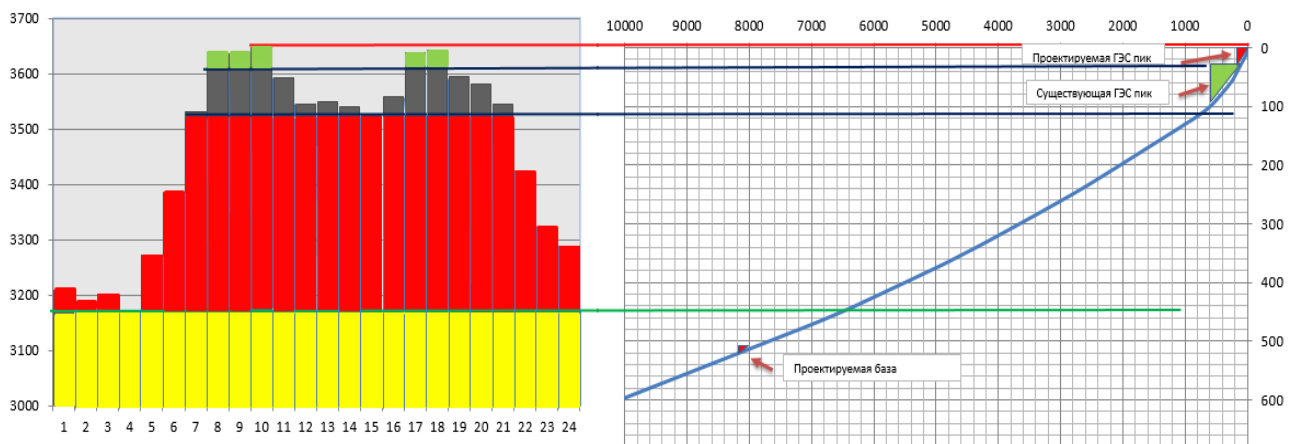


Рисунок 2.6 – График нагрузки и ИКН Январь

2.7 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в средневодном году

Задача ВЭР режима работы ГЭС в средневодном году – определить среднесреднеголетнюю выработку.

Были рассмотрены режимы наполнения водохранилища по мощностям в период наполнения в маловодном году (таблица А.2), а также работа по режиму уровня в расчётном маловодном году. В итоге из двух методов взяли тот, где среднесреднеголетняя выработка больше.

По данным режимам была рассчитана выработка ГЭС за период от начала наполнения до начала сработки. В конечном итоге выработка в режиме по мощностям оказалась больше. График сработки и заполнения водохранилища проектируемой ГЭС в средневодном и маловодном годах представлен на рисунке 2.7.

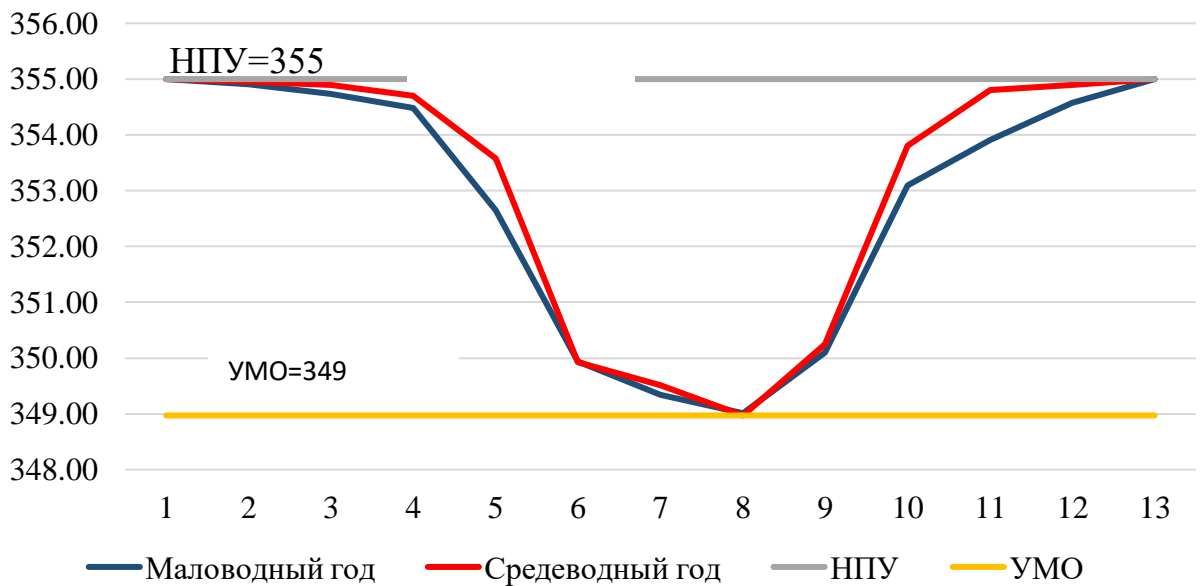


Рисунок 2.7 – График сработки и заполнения водохранилища проектируемой ГЭС в средневодном и маловодном годах

2.8 Баланс мощности

2.8.1 Определение установленной мощности ГЭС и планирование ремонтов

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв энергосистемы равен $2\% P_t^{max}$, аварийный резерв составляет 7% от P_t^{max} . Нагрузочный резерв расположен на существующей ГЭС, на проектируемый ГЭС, на существующих ТЭС. Аварийный будет размещен на ТЭС. Установленную мощность ГЭС представим в виде суммы:

$$N_{уст.}^{ГЭС} = N_{раб.}^{ГЭС} + N_{рез.}^{ГЭС}. \quad (2.21)$$

Установленная мощность проектируемой ГЭС равна:

$$N_{уст.}^{ГЭС} = 293 \text{ МВт}.$$

Установленную мощность ТЭС представим в виде суммы:

$$N_{уст.}^{ТЭС} = N_{раб.}^{ТЭС} + N_{а.р.}^{ТЭС} + N_{н.р.}^{ТЭС}. \quad (2.22)$$

Планирование капитальных ремонтов оборудования энергосистемы производится с учетом технико-экономических особенностей. Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т.е. на ГЭС имеется свободная мощность.

Ремонтная площадь существующих ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{сущ.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{293}{6} = 49 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год.} \quad (2.23)$$

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{пр.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{293}{6} = 49 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год.} \quad (2.24)$$

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

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \left(\frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot \frac{1}{2} \text{ мес} + \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot 1 \text{ мес} \right) \cdot \frac{1}{2} = 1258 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год.} \quad (2.25)$$

Баланс энергии представлен в таблице 2.9 и рисунке 2.8.

Таблица 2.9 – Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

месяц	Система			Сущ. ГЭС					Проектируемая ГЭС			ТЭС		
	Р сист.макс.	N н.р.	N а.р.	Nраб.	N н.р.	Nраб. макс.	N н.р.	N рем.	Nраб. макс.	N а.р.	N рем.			
I	3684	74	258	81	17	279	14		3324	258				43
II	3583	72	251	75	21	184	10		3323	251				41
III	3408	68	239	70	16	221	11		3117	239				41
IV	3206	64	224	65	15	220	11		2922	224				39
V	3031	61	212	59	11	264	13		2708	212	149			37
VI	2930	59	205	54	10	253	12		2624	205	149			36
VII	2930	59	205	54	10	253	12		2623	205	149			36
VIII	3031	61	212	59	11	265	13		2707	212	149			37
IX	3206	64	224	65	14	222	11	49	2919	224				39
X	3408	68	239	65	15	224	11		3119	239				42
XI	3583	72	251	75	21	183	9		3324	251				41
XII	3684	74	258	81	17	279	14		3324	258				43
Установленная мощность				97		293			3582					

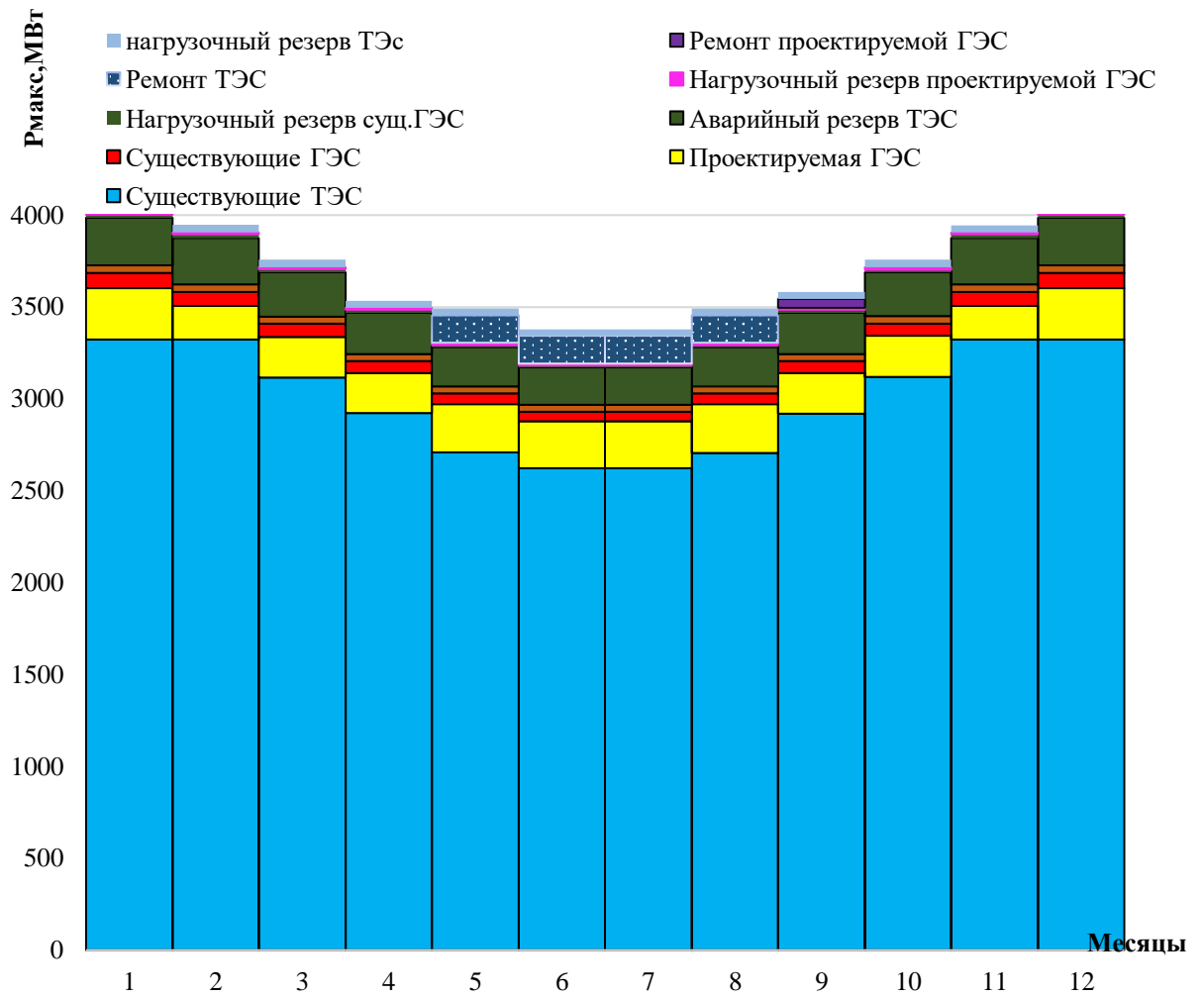


Рисунок 2.8 – Баланс мощности

3 Основное и вспомогательное оборудования

3.1 Построение режимного поля

Для определения области допустимой работы, проектируемой ГЭС, было построено режимное поле с указанием линий ограничений для различных режимов.

Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению (3.1):

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = Z_{ВВ}(V_{сраб}) - Z_{НБ}(Q_{НБ}) - \Delta h, \quad (3.1)$$

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

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

Δh – потери напора в водопроводящих сооружениях.

1) Ограничение по расчетной установленной мощности, определяемое уравнением (3.2):

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

где k_N – коэффициент мощности ($k_N = 8,8$).

2) Ограничение по пропускной способности ГЭС, определяемое уравнением (3.3):

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

где $Q_{ГЭС}^{max}$ – максимальная пропускная способность

H_p – расчетный по мощности напор. Определяется в точке пересечения линий ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчетного напора.

Результаты расчета представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчета режимного поля проектируемой ГЭС

Кривые связи НБ		Напорные характеристики			Линии ограничения по расчету установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
Q _{НБ} , м ³ /с	Z _{НБ} , м	Н _{НПУ} , м	Н _{УМО} , м	Н _{ЗВБ1} , м	Q, м ³ /с	Н, м	Q, м ³ /с	Н, м
0	292,02	62,48	56,49	60,13	518,35	62,48	638,15	50,75
40	293,00	61,50	55,51	59,15	525,40	61,64	636,60	50,50
80	293,91	60,59	54,60	58,24	532,64	60,80	635,05	50,26
120	294,75	59,75	53,76	57,40	540,08	59,97	633,49	50,01
160	295,53	58,97	52,98	56,62	547,73	59,13	631,93	49,76
200	296,25	58,25	52,26	55,90	555,60	58,29	630,36	49,52
240	296,92	57,58	51,59	55,23	563,71	57,45	628,79	49,27
280	297,54	56,96	50,97	54,61	572,05	56,61	627,22	49,03
320	298,11	56,39	50,40	54,04	580,64	55,78	625,64	48,78
360	298,64	55,86	49,87	53,51	589,50	54,94	624,05	48,53
400	299,13	55,37	49,38	53,02	598,63	54,10	622,47	48,29
440	299,59	54,91	48,92	52,56	608,04	53,26	620,88	48,04
480	300,01	54,49	48,50	52,14	617,76	52,43	619,28	47,79
520	300,40	54,10	48,11	51,75	627,79	51,59	617,69	47,55
560	300,76	53,74	47,75	51,39	638,15	50,75	616,08	47,30
600	301,09	53,41	47,42	51,06				
640	301,40	53,10	47,11	50,75				
680	301,60	52,81	46,82	50,46				

По полученным значениям построено режимное поле с учетом ограничений по мощности и пропускной способности. Оно отображено на рисунке 3.1.

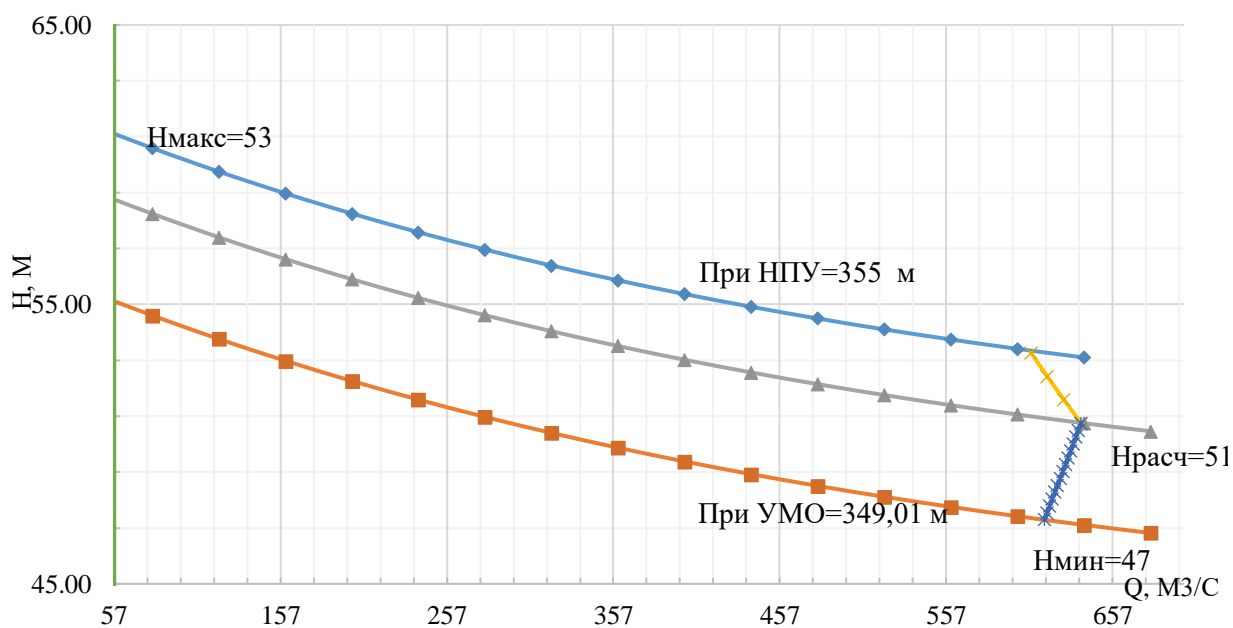


Рисунок 3.1 – Режимное поле Бурзянской ГЭС

Из построенного режимного поля были определены:

- максимальный напор $H_{\max} = 53$ (м). Точка пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу;
- максимальный расход $Q_{\text{ГЭС}}^{\max} = 637$ (м³/с). Точка пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;
- расчётный напор $H_{\text{расч}} = 51$ (м). Точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;
- минимальный напор $H_{\min} = 47$ (м). Точка пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС.

3.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

Гидротурбины выбраны, исходя из величины максимального напора на станции и отношения минимального напора к предельному напору турбины. При этом если это отношение выбранной турбины больше, значит, данный тип турбины не подходит.

Заданным условиям соответствовали турбины ПЛ60-В, ПЛД60-В60° и РО-75-В со следующими параметрами, представленными в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры турбинного оборудования

Параметр		Турбина ПЛ60-В	Турбина ПЛД60-В60°	Турбина РО-75-В
Максимальный напор	$H_{\text{пред}}$	60	60	75
Диапазон регулирования	H_{\min}/H_{\max}	0,5	0,5	0,6
Оптимальная приведенная частота вращения	n'_{10} , мин ⁻¹	116	111	83
Оптимальный КПД модели	$\eta_{\text{мо}}$	0,913	0,906	0,920
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1\max}$, л/с	1500	1600	1200
Коэффициент кавитации	σ при $Q'_{1\max}$	0,55	0,65	0,13
Приведенный диаметр РК	$D'_{1\text{м}}$, м	0,46	0,46	0,46
Напор модельной турбины	$H_{\text{м}}$, м	12	12	4

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

КПД натурной турбины определим по формуле (3.4):

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \cdot \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1M}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_M}{H_p^N}} \cdot \sqrt[5]{\frac{v_H}{v_M}} \right), \quad (3.4)$$

где η_M ; D_{1M} ; H_M – КПД, диаметр и напор модельной турбины;

D_1, H_p^N – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

v_M, v_H – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для натуральных и модельных условий $t_M; t_H$;

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

Мощность одного агрегата:

$$N'_a = 9,81 \cdot Q'_{Ip} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_G^{cp}, \quad (3.5)$$

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

D_1, H_p – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

η_T – КПД натурной гидротурбины;

η_G^{cp} – средний КПД генератора (предварительно принимаем 0,97).

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов (округляется в большую сторону):

$$z_a' = \frac{N_{уст}^{прГЭС}}{N'_a}, \quad (3.6)$$

где $N_{уст}^{ГЭС} = 134$ МВт – расчетная установленная мощность.

Мощность агрегата:

$$N_a = \frac{N_{уст}}{Z_a}. \quad (3.7)$$

Синхронная частота вращения турбины определяется по формуле (3.8):

$$n_c = \frac{n'_{Ip} \cdot \sqrt{H_p \cdot \Delta}}{D_1}, \quad (3.8)$$

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

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

По полученной синхронной частоте вращения принято ближайшее большее стандартное значение синхронной частоты вращения.

Для выбранного диаметра турбины и стандартного значения синхронной частоты вращения на главную универсальную характеристику нанесены линии приведённой частоты вращения, соответствующие известным напорам турбины.

$$H_{\max}, H_p \text{ и } H_{\min}.$$

Приведенная частота вращения:

$$n'_I = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.9)$$

где n_c – стандартное значение синхронной частоты вращения;

H – напор на станции, соответствует H_{\max} , H_p и H_{\min} .

Произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

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

Левая часть уравнения определена подбором такой точки на линии n'_I , чтобы произведение $Q'_I \cdot \eta_T$ в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства. Сделан перерасчёт режимного поля на координаты универсальной характеристики (рисунок Б.1, Б.2, Б.3 приложения Б).

Приведенный расход определяется по формуле (3.11):

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.11)$$

где Q_{min} – минимальный расход через станцию.

Верхняя линия правой границы пересчитанного режимного поля проведена параллельно линиям открытия направляющего аппарата. Нижняя линия построена по двум точкам, одна из которой – расчётная точка, а другая – точка, определённая по формуле (3.10).

Выбор подходящего типа гидротурбин произведен в следующем порядке. В первую очередь не учитывались те гидротурбины, левая граница режимного поля которых выходила за пределы универсальной характеристики или находилась в непосредственной близости к оптимуму или за ним. После чего из

рассмотрения удалялись турбины, у которых в промежутке между максимальными и минимальными приведёнными оборотами оптимум находился слишком близко к линии максимальных оборотов (из условия, что турбина должна работать с наибольшим КПД в диапазоне напоров от максимального до расчётного).

Анализируя полученные варианты параметров данных турбин, указанные в таблицах Б.1, Б.2 и Б.3 приложения Б, был проведен инженерно-технический расчет выбора гидротурбины на проектируемой «Бурзянской ГЭС». В данном расчете к сравнению был представлен 41 диаметр систем гидротурбин ПЛ, ПЛД и РО. На основе анализа был сделан вывод о том, что наиболее целесообразно использовать турбины ПЛ60-В-500, ПЛД60-В60-475, РО75-В-530.

3.3 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины

Отметка рабочего колеса найдена по формуле:

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

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

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

1. Работа одного агрегата с установленной мощностью при НПУ;
2. Работа одного агрегата с расчётной мощностью и $H_{расч}$;
3. Работа одного агрегата при H_{min} и соответствующей ему мощности на линии ограничения.

Высота отсасывания определяется по формуле (3.13):

$$H_s = B - \frac{z_{НБ}(Q_{НБ})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5 + Z_{х.пл.}, \quad (3.13)$$

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

$z_{НБ}(Q_{НБ})$ – отметка НБ при данном расходе;

1,5 – конструктивный запас;

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

$Z_{х.пл.}$ – разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин, которая для РО равна $\frac{B_0}{2}$; $B_0 = \frac{B_{0M} \cdot D_{1H}}{D_{1M}}$.

Приведен пример расчета заглубления рабочего колеса гидротурбины РО75-В-530.

1) Работа одного агрегата с N_p при НПУ

Расход пересчитан в точке, найденной на режимном поле:

$$Q = Q'_1 \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta_p \cdot H}, \quad (3.14)$$

$$Q = 211,66 \text{ м}^3/\text{с}.$$

В найденной точке определен коэффициент кавитации $\sigma = 0,14$. По кривой связи НБ $\nabla Z_{\text{НБ}}(Q_a) = 296,7 \text{ м}$.

Высота отсасывания:

$$H_S = 10,33 - \frac{296,7}{900} - 0,14 \cdot 53 - 1,5 + 0,93 = 2,01 \text{ м}.$$

2) Работа одного агрегата с N_p и H_p :

Рассчитан аналогично предыдущему пункту $Q = 221,26 \text{ м}^3/\text{с}$.

$$\sigma = 0,16;$$

$$\nabla Z_{\text{НБ}}(Q) = 297 \text{ м};$$

$$H_S = 10,33 - \frac{297}{900} - 0,16 \cdot 51 - 1,5 + 0,93 = 1,27 \text{ м}.$$

3) Работа одного агрегата на линии ограничения по турбине с соответствующей мощностью и H_{min} :

Для этой точки: $Q = 209,91 \text{ м}^3/\text{с}$.

$$\sigma = 0,164;$$

$$\nabla Z_{\text{НБ}}(Q) = 296,6 \text{ м};$$

$$H_S = 10,33 - \frac{296,6}{900} - 0,164 \cdot 47 - 1,5 + 0,93 = 1,72 \text{ м}.$$

Полученные результаты сведены в таблицу 3.3.

Таблица 3.3 – Результаты расчета высот отсасывания гидротурбин

Тип турбины	D_1 , м	Z_a , шт	n_c , об/мин	N_a , МВт	H_{S1} , м	H_{S2} , м	H_{S3} , м
РО-75-В-530	5,3	3	115,4	97,67	2,01	1,27	1,72
ПЛ60-В-500	5,0	3	166,7	97,67	-10,98	-12,66	-11,36
ПЛД60-В60°-475	4,75	3	166,7	97,67	-16,88	-18,27	-17,28

Рассчитано заглубление рабочего колеса при каждой из вычисленных высот отсасывания на примере РО75-В-530.

$$\nabla Z_{P.K.1} = 296,55 + 2,01 = 298,71 \text{ м};$$

$$\nabla Z_{P.K.2} = 297 + 1,27 = 298,27 \text{ м};$$

$$\nabla Z_{P.K.1} = 296,5 + 1,72 = 298,32 \text{ м}.$$

Из всех полученных значений $\nabla Z_{P.K.}$ принято минимальное, $\nabla Z_{P.K.} = 298,27 \text{ м}$.

Анализируя полученные варианты параметров данных турбин, указанные в таблицах Б.1 и Б.2 приложения Б, был проведен инженерно-технический расчет выбора гидротурбины на проектируемой «Бурзянской ГЭС». На основе анализа был сделан вывод о том, что наиболее целесообразно использовать турбину РО75-В-530, с диаметром рабочего колеса $D_1=5,3 \text{ м}$, так как в зоне работы находится точка оптимума, данный размер РК обеспечивает экономически выгодное число агрегатов $Z_a = 3$ и высота отсасывания обеспечивает наиболее благоприятную отметку расположения рабочего колеса гидротурбины.

3.4 Определение геометрических размеров проточной части

По чертежу проточной части модельной гидротурбины определены основные геометрические размеры гидротурбины.

Высота отсасывающей трубы:

$$h = 2,596 \cdot D_1 = 2,596 \cdot 5,3 = 13,759 \text{ м}. \quad (3.15)$$

Диаметр спиральной камеры на входе:

$$D_{C.K.VX} = 1,428 \cdot D_1 = 1,428 \cdot 5,3 = 7,57 \text{ м}. \quad (3.16)$$

Угол охвата спиральной камеры:

$$\varphi_{C.K.} = 345^\circ.$$

Ширина спиральной камеры:

$$B_{\text{сп}} = 3,667 \cdot D_1 = 3,667 \cdot 5,3 = 19,44 \text{ м.} \quad (3.17)$$

Длина отсасывающей трубы:

$$L = 4,5 \cdot D_1 = 4,5 \cdot 5,3 = 23,85 \text{ м.} \quad (3.18)$$

Ширина отсасывающей трубы на выходе:

$$B_1 = 3,133 \cdot D_1 = 3,133 \cdot 5,3 = 16,60 \text{ м.} \quad (3.19)$$

Расчет спиральной камеры сведен в таблицу 3.4.

Таблица 3.4 – Расчет спиральной камеры

Круглое сечение			
ϕ	a	p	R
345	6,935	3,0044	9,94
330	6,840	2,9205	9,76
315	6,743	2,8353	9,58
300	6,644	2,7487	9,39
285	6,541	2,6606	9,20
270	6,436	2,5708	9,01
255	6,326	2,4791	8,81
240	6,213	2,3855	8,60
225	6,094	2,2895	8,38
210	5,969	2,1911	8,16
195	5,836	2,0897	7,93
180	5,694	1,985	7,68
165	5,539	1,8761	7,41
Эллиптическое сечение			
ϕ	p1	R	p2
150	2,4027	7,17	1,5079
135		6,91	1,3492
120		6,61	1,1661
105		6,41	1,0441
90		6,15	0,8854
75		5,85	0,7023
60		5,51	0,4949
45		5,21	0,3118
30		4,71	0,0067
15		4,21	-0,2985
0		3,51	-0,7256

Чертеж спиральной камеры представлен на рисунке 3.2.

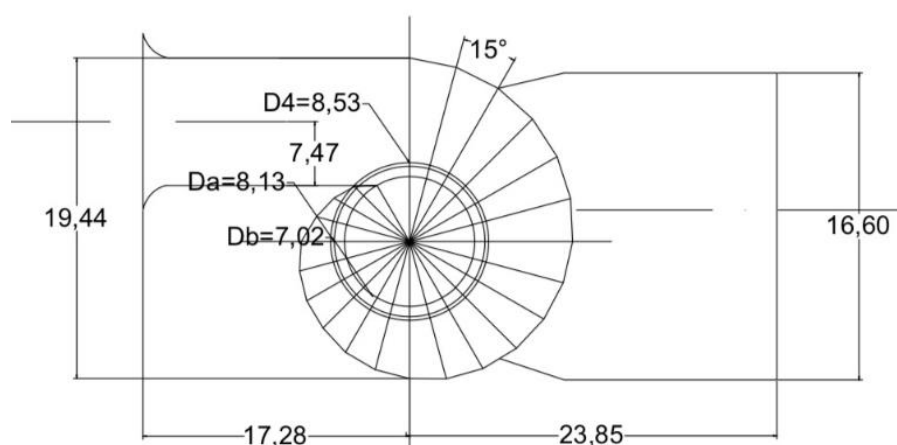


Рисунок 3.2 – Спиральная камера

3.5 Расчет вала на прочность

Предварительный расчет наружного диаметра вала находится по формуле (3.20):

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

где $\tau_{доп} = 30 \div 35$ МПа.

Принимается $\tau_{доп} = 30$ МПа, а крутящий момент $M_{кр}$ определяем по формуле (3.21):

$$M_{кр} = \frac{0,00974 \cdot N}{n_{синх}} = 0,00974 \cdot \frac{97,67}{115,4} = 8,24 \text{ кН} \cdot \text{м}. \quad (3.21)$$

Далее находится диаметр вала по формуле (3.20):

$$D_B^* \geq \left(\frac{5.1 \cdot 8,24}{30} \right)^{0,33} = 1,12 \text{ м}.$$

Полученное значение диаметра округлено до стандартизированного:

$$D_B = 1,20 \text{ м}.$$

3.6 Расчет подшипника

Направляющий подшипник турбины предназначен для восприятия радиальных нагрузок.

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

Радиальная сила на рабочем колесе определяется по эмпирической зависимости (кН) по формуле (3.22):

$$R_{\text{рад}} = \frac{0,8 \cdot N}{n_c \cdot D_1} = \frac{0,8 \cdot 97,67}{115,4 \cdot 5,3} = 127,75 \text{ кН.} \quad (3.22)$$

Диаметр вала под подшипником $d_{\text{п}}$, с учётом облицовки, обычно принимается на 15-20 мм больше $D_{\text{в}}$, принято $d_{\text{п}}=1220$ мм.

Для кольцевого подшипника удельное давление определяется по формуле (3.23) и равно (кПа):

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{d_{\text{п}} \cdot h_{\text{п}}} = \frac{127,75}{1,22 \cdot 0,5} = 209,43 \text{ кПа.} \quad (3.23)$$

Для таких подшипников экспериментально получено по формуле (3.24), что допускаемое $[p_{\text{уд}}]$:

$$[p_{\text{уд}}] = 29 \cdot U = 29 \cdot 12,26 = 427,34 \text{ кПа,} \quad (3.24)$$

$$\text{где } U = \frac{\pi \cdot n_{\text{синх}} \cdot d_{\text{п}}}{30} = 3,14 \cdot 115,4 \cdot \frac{1,22}{30} = 14,74 \text{ м/сек.} \quad (3.25)$$

Так как: $p_{\text{уд}} < [p_{\text{уд}}] \rightarrow 209,43 < 427,34$ кПа – условие выполнено.

Расчет сегментного подшипника:

$$h_{\text{п}} = 500 \text{ мм}$$

$$Z_{\text{сегм}} = 10$$

Определено усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{\text{рад}}}{1 + 2 \cdot \cos a + 2 \cos(2a)}, \text{ кН,} \quad (3.26)$$

$$\text{где } a = \frac{360}{Z_{\text{сегм}}}. \quad (3.27)$$

Удельная нагрузка на сегмент:

$$p_{уд} = \frac{R_{рад}}{l_{сегм} \cdot h_{п}} \leq [p_{уд}], \text{ кПа}, \quad (3.28)$$

$$l_{сегм} = (0,85 - 0,90)\pi \cdot \frac{d_{п}}{Z_{сегм}}, \text{ м} \quad (3.29)$$

$$[p_{уд}] = 50 \cdot U, \text{ кПа}, \quad (3.30)$$

Расчет:

$$a = \frac{360^{\circ}}{10} = 36^{\circ};$$

$$R_1 = \frac{127,75}{1 + 2 \cdot \cos(36^{\circ}) + 2 \cos(72^{\circ})} = 39,48 \text{ кН};$$

$$l_{сегм} = 0,90 \cdot 3,14 \cdot \frac{1,22}{10} = 0,35 \text{ м};$$

$$p_{уд} = \frac{127,75}{0,35 \cdot 0,5} = 730 \text{ кПа};$$

$$[p_{уд}] = 50 \cdot 14,74 = 737 \text{ кПа}.$$

Условие $p_{уд} \leq [p_{уд}]$ соблюдено.

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

3.7 Выбор маслонапорной установки и электрогидравлического регулятора

Наиболее крупными элементами по габаритам системы регулирования гидротурбин является маслонапорная установка (МНУ), размещение которой должно быть предусмотрено при проектировании строительной части здания ГЭС. Она обеспечивает подачу масла под давлением в систему регулирования турбин (например, сервомоторов НА).

МНУ состоит из масловоздушного котла и сливного бака.

Котел на одну треть заполнен маслом и на две трети – воздухом под давлением. На сливном баке смонтированы маслонасосные агрегаты, периодически пополняющие запасы масла в котле.

По номограмме [10] определена маслонапорная установка МНУ6,3/1-40-8-2. Эта маслонапорная установка номинальным объемом 6,3 м³, давление 40 кгс/см².

Так как турбина РО, то выбран ЭГР. Диаметр главного золотника 150 мм. Выбранный регулятор ЭГР-2И1-150-11.

3.8 Выбор гидрогенератора

$$n_c = 115,4 \frac{\text{об}}{\text{мин}}$$

Номинальная мощность гидрогенератора рассчитывается по формуле (3.31):

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos\varphi} = \frac{97,67}{0,8} = 122,09 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (3.31)$$

где $\cos\varphi$ принимаем в пределах от 0,81 до 0,9.

Число полюсов гидрогенератора определяется по формуле (3.32):

$$p = \frac{6000}{n_c} = \frac{6000}{115,4} = 52. \quad (3.32)$$

По справочным данным выбирается гидрогенератор: СВ-1070/145-52.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС

Главная электрическая схема Бурзянской ГЭС должна обеспечивать выдачу мощности в различных эксплуатационных режимах и отвечать требованиям необходимой надежности, маневренности, удобствам и безопасности эксплуатации, а также условиям оптимизации затрат на оборудование и его эксплуатацию.

Уровень этих требований в современных условиях повышен в связи с высокой ролью и ответственностью гидроэлектростанций в обеспечении безопасности электроснабжения потребителей и надежности функционирования энергосистем, в том числе, в периоды возникновения и ликвидации аварийных ситуаций.

В энергосистеме Средней Волги в Башкирии присутствуют подстанции 35 кВ, 110кВ, 220 кВ, 500 кВ. По карте-схеме размещения линий электропередачи было определено, что расстояние до ближайшей подстанции напряжения 220кВ меньше предельной длины линии электропередачи (таблица 4.1).

Таблица 4.1 – Подстанция 220 кВ

Напряжение, кВ	Ближайшая п/с	Расстояние до п/с, км
220	Гвардейская	150

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

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

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

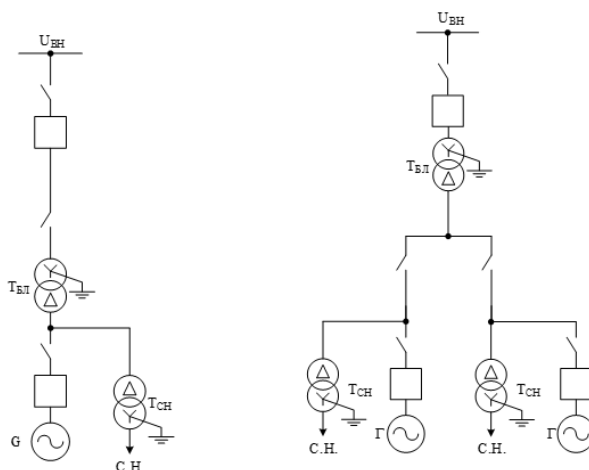


Рисунок 4.1 – Схема с одиночными и укрупненными блоками

Исходя из СТО [14], мощность энергоблока присоединяемого к РУ 220 кВ, не должна превышать 330 МВт. Так как на станции агрегаты с установленной мощностью 80 МВт, применение укрупненных блоков допустимо.

4.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком

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

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

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{Г ном}} - P_{\text{сн}}}{\cos \varphi} = \frac{80 - 0,01 \cdot 80}{0,8} = 99 \text{ МВА.} \quad (4.1)$$

По каталогу "Онлайн электрик" выбираются трансформаторы ТДЦ-125000/220. Трансформатор стационарный силовой масляный трёхфазный двухобмоточный с регулированием напряжения без возбуждения (ПБВ) на стороне ВН в диапазоне $\pm 2 \times 2,5 \%$ предназначен для работы в блоках электростанций. Каталожные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ-125000/220

$S_{\text{ном}}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	$U_{\text{н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$	$I_{\text{х}}, \%$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{н}}, \text{кВ}$				
125	242	13,8	11	315	79	0,55

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

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

Время работы блока в течение года:

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

где $\mu = 1$ – частота ремонтов, 1/год;

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

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

$T_B = 60$ – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч;

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

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{xx} = n_T \cdot dP_{xx} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,079 \cdot 8729 = 690 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.4)$$

где n_T – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W = \frac{\Delta P_{\text{кз}}}{n} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,315}{1} \cdot \left(\frac{99}{125} \right)^2 \cdot 2405 = 475 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (4.5)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$И_{\text{пот}} = \Delta W_{xx} \cdot \beta_1 + \Delta W \cdot \beta_1 = 8,41 \text{ тыс. руб.} \quad (4.6)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для 3 блоков:

$$И_{\text{пот}} = 3 \cdot И_{\text{пот}} = 3 \cdot 8,41 = 25,24 \text{ тыс. руб.} \quad (4.7)$$

4.3 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком

Трансформатор блока должен обеспечить выдачу мощности генераторов в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвлении от генератора т.е нагрузка собственных нужд. В нашем случае делаем один укрупненный блок и один одиночный блок:

$$S_{\text{расч}} = \frac{2 \cdot (P_{\text{Г ном}} - P_{\text{сн}})}{\cos \varphi} = \frac{2(80 - 0,01 \cdot 80)}{0,8} = 198 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.8)$$

По каталогу "Онлайн электрик" выбираются трансформаторы ТДЦ-200000/220. Трансформатор стационарный силовой масляный трёхфазный двухобмоточный с регулированием напряжения без возбуждения (ПБВ) на стороне ВН в диапазоне $\pm 2 \times 2,5$ % предназначен для работы в блоках электростанций. Каталожные данные приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ-200000/220

$S_{\text{НОМ}}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	$U_{\text{Н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$	$I_{\text{х}}, \%$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{Н}}, \text{кВ}$				
200	242	13,8	11	660	130	0,4

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

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

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}}, \quad (4.10)$$

где $\mu = 1$ – частота ремонтов, 1/год

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

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

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

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

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{Т}} \cdot dP_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,13 \cdot 8729 = 1135 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.11)$$

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

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W = \frac{\Delta P_{\text{кз}}}{n} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,66}{2} \cdot \left(\frac{198}{200} \right)^2 \cdot 2405 = 1556 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (4.12)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$\begin{aligned} I_{\text{пот.укр}} &= \Delta W_{\text{хх}} \cdot \beta_1 + \Delta W \cdot \beta_1 = 1135 \cdot 0,006 + 1556 \cdot 0,009 = \\ &= 20,81 \text{ тыс. руб.} \end{aligned} \quad (4.13)$$

$$\begin{aligned} I_{\text{пот.од}} &= \Delta W_{\text{хх}} \cdot \beta_1 + \Delta W \cdot \beta_1 = 690 \cdot 0,006 + 475 \cdot 0,009 = \\ &= 8,41 \text{ тыс. руб.} \end{aligned} \quad (4.14)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для 2 блоков (один укрупненный и один одиночный):

$$I_{\text{пот}} = 1 \cdot I_{\text{пот.ук}} + 1 \cdot I_{\text{пот.од}} = 1 \cdot 20,81 + 1 \cdot 8,41 = 29,22 \text{ тыс. руб} \quad (4.15)$$

Расчет трансформаторов СН.

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

$$S_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot S_{\Gamma \text{ ном}} = 0,01 \cdot 100 = 1000 \text{ кВ} \cdot \text{А}. \quad (4.16)$$

Условие выбора трансформатора собственных нужд:

$$S_{\text{Тс.н.}} \geq S_{\text{с.н.}}$$

В соответствии с Технической политикой «РусГидро», «...в сети до 35 кВ включительно, как правило, должны применяться сухие трансформаторы».

По каталогу ООО «ПК Славэнерго» (г. Ярославль) – «Электротехнический завод» выбираются трансформаторы ТСЗ-1000/15. Каталожные данные приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Каталожные данные трансформатора ТСЗ-1000/15

$S_{\text{ном}}, \text{кВ} \cdot \text{А}$	$U_{\text{Н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{Н}}, \text{кВ}$			
1000	13,8	0,4	8	12	3,2

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

Суммарная мощность, выдаваемая на РУ 220 кВ:

$$S_{\Sigma} = n_{\Gamma} \cdot (S_{\Gamma} - S_{\text{сн}}). \quad (4.17)$$

$$S_{\Sigma} = 3 \cdot (100 - 10) = 297 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 220 кВ:

$$P_{\text{нат.}} = 135 \text{ МВт}; \quad K = 1,2; \quad \cos \varphi_{\text{с}} = 0,82;$$

Число отходящих линий 220 кВ:

$$n_{л} = \frac{S_{\Sigma}}{K \cdot P_{\text{нат}} / \cos\varphi} = \frac{297}{1,2 \cdot 135 / 0,82} = 1,50 \text{ шт.} \quad (4.18)$$

Принимается число ВЛ 220 кВ равным $n_{л} = 2 + 1 = 3$ шт.

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{297}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,26 \text{ кА.} \quad (4.19)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_T \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}} = 1,05 \cdot 1,0 \cdot 0,26 = 0,27 \text{ кА,} \quad (4.20)$$

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

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

По величине расчётного тока выбираем провод марки АС – 240/32, которому соответствует минимальный допустимый ток.

Допустимый продолжительный ток $I_{\text{доп}} = 608 \text{ А}$.

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{297}{(3 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,39 \text{ кА.} \quad (4.21)$$

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

Параметры провода приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – 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	$2,6 \cdot 10^{-4}$

4.5 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта

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

$$K = n \cdot K_T + m \cdot K_{T_{\text{с.н.}}} + t \cdot K_{\text{круз}}, \quad (4.22)$$

где K_T – стоимость силовых трансформаторов (60 млн. руб.);
 $K_{T_{с.н.}}$ – стоимость трансформатора собственных нужд (8 млн.руб.);
 $K_{круз}$ – стоимость ячейки КРУЭ;
 n – число силовых трансформаторов;
 m – число трансформатора собственных нужд;
 t – число ячеек КРУЭ.
 Стоимость одной ячейки КРУЭ с учетом коэффициента инфляции:

$$K_{круз} = 4 \text{ млн.руб}$$

Капиталовложения для схемы с одиночными блоком по формуле:

$$K_1 = 3 \cdot 60 + 2 \cdot 8 + 5 \cdot 4 = 216 \text{ млн. руб.}$$

Капиталовложения для схемы с укрупненными боками по формуле:

$$K_2 = 1 \cdot 130 + 1 \cdot 60 + 2 \cdot 8 + 4 \cdot 4 = 222 \text{ млн. руб.}$$

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

$$Z_i = E_n \cdot K_i + I_i, \quad (4.23)$$

где $E_n = 0,15$ – нормативный коэффициент

Полные приведенные затраты для схемы с одиночным блоком по формуле:

$$Z_1 = 0,15 \cdot 216000000 + 25242 = 32425242 \text{ руб.}$$

Полные приведенные затраты для схемы с укрупненными блоками по формуле:

$$Z_2 = 0,15 \cdot 222000000 + 29224 = 33320810 \text{ руб.}$$

Рассчитаем разницу между вариантами:

$$P = \frac{|Z_1 - Z_2|}{Z_1} \cdot 100\%, \quad (4.24)$$

$$P = \frac{|32425242 - 33320810|}{32425242} \cdot 100\% = 3 \%$$

Из расчетов видно, что данные варианты отличаются меньше чем на 5% и являются экономически равноценными, окончательно выбираем вариант с одиночными блоками, представленный на рисунке 2.

По надёжности схема с одиночными блоками является более приемлемой. Согласно СТО РусГидро [28] – «Главная электрическая схема должна обеспечивать возможность и безопасность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на электрооборудовании РУ. Схема должна быть наглядной и обеспечивать удобство эксплуатации электрооборудования». Схема представлена на рисунке 4.2.

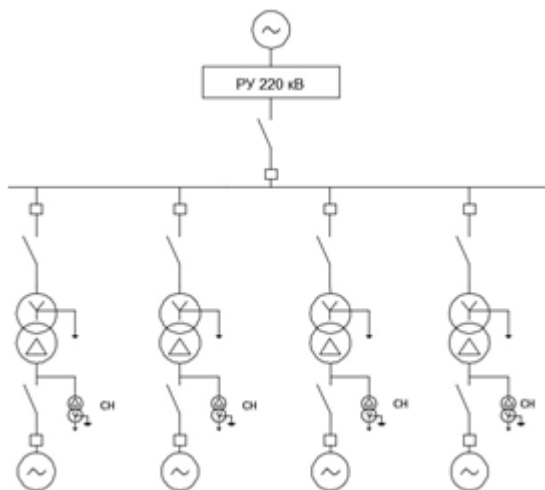


Рисунок 4.2 – Схема с одиночными блоками.

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

4.6.1 Расчёт исходных данных

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_{\Gamma} = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,22 \cdot \frac{13,8^2}{100} = 0,42 \text{ Ом.} \quad (4.25)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{\Gamma} = E_*'' \cdot U_{\phi} = 1,13 \cdot 13,8 = 15,59 \text{ кВ.} \quad (4.26)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_T = \frac{U_K \% \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{11 \cdot 242^2}{100 \cdot 125} = 51,54 \text{ Ом.} \quad (4.27)$$

Система:

$$x_C = \frac{U_{НОМ}^2}{S_{КЗ}} = \frac{220^2}{150} = 322,67 \text{ Ом.} \quad (4.28)$$

Линии связи 220 кВ с энергосистемой:

$$x_L = x_{0,уд} \cdot l = 0,435 \cdot 150 = 65,25 \text{ Ом.} \quad (4.29)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_C = E_{*C} \cdot U_{б1} = 1,0 \cdot 230 = 230 \text{ кВ.} \quad (4.30)$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_T = \frac{U_{НН}}{U_{ВН}} = \frac{13,8}{242} = 0,06. \quad (4.31)$$

Определим активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

$$r_T = \frac{x_{*Г}}{T_{а,Г} \cdot \omega} = \frac{0,22}{0,045 \cdot 314} = 0,02 \text{ Ом,} \quad (4.32)$$

$$r_C = \frac{x_C}{T_{а,С} \cdot \omega} = \frac{322,67}{0,035 \cdot 314} = 29,36 \text{ Ом,} \quad (4.33)$$

$$r_L = r_{0,уд} \cdot l = 0,121 \cdot 150 = 18,15 \text{ Ом,} \quad (4.34)$$

$$r_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_6^2}{S_{НОМ}^2} = \frac{0,315 \cdot 230^2}{125^2} = 1,18 \text{ Ом.} \quad (4.35)$$

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

На рисунке 4.3 представлены исходные данные по узлам. На рисунке 4.4 представлены исходные данные по ветвям. На рисунке 4.5 представлены

исходные данные по генераторам. Все исходные данные из таблиц программы «RastrWin», необходимые для расчета.

	O	S	s0	T...	Номер	Название	№ АРМ	U_ном
1	<input type="checkbox"/>			у	1	Г1		14
2	<input type="checkbox"/>			у	2	Г2		14
3	<input type="checkbox"/>			у	3	Г3		14
4	<input type="checkbox"/>			у	4	ТР 1		14
5	<input type="checkbox"/>			у	5	ТР 2		14
6	<input type="checkbox"/>			у	6	ТР 3		14
7	<input type="checkbox"/>			у	7	КРУЭ 220		220
8	<input type="checkbox"/>			у	8	СИСТЕМА		220

Рисунок 4.3 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	...	Название	R	X	G	B	БД...	N_...	Кт/г
1	<input type="checkbox"/>		Выкл	В...		1	4		Г1 - ТР 1							
2	<input type="checkbox"/>		Выкл	В...		2	5		Г2 - ТР 2							
3	<input type="checkbox"/>		Выкл	В...		3	6		Г3 - ТР 3							
4	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	В...		4	7	1	ТР 1 - КРУЭ 220	1,18	51,51					
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р		5	7	2	ТР 2 - КРУЭ 220	1,18	51,54					0,060
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р		6	7	3	ТР 3 - КРУЭ 220	1,18	51,54					0,060
7	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	В...		7	8		КРУЭ 220 - СИСТЕМА	18,15	65,25					

Рисунок 4.4 – Исходные данные по ветвям

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1			1	Г1	1	0,020	0,420	0,020	0,420	0,020	0,420	15,590
2			2	Г2	2	0,020	0,420	0,020	0,420	0,020	0,420	15,590
3			3	Г3	3	0,020	0,420	0,020	0,420	0,020	0,420	15,590
4			4	СИСТЕМА	8	29,360	322,670	29,360	322,670	29,360	29,360	230,000

Рисунок 4.5 – Исходные данные по генераторам

Результаты расчетов тока КЗ сведены в таблицу 4.6

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

Тип КЗ	П1	$I_{п.0}$	i_y
1ф	7	9,39	14,61
3ф	7	6,28	9,77
3ф	1	21,42	33,32

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:

Рабочий ток в присоединениях генераторов Г1-Г3:

$$I_{\text{раб}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\text{Г,НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Г,НОМ}}} = 1,05 \cdot \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 4,18 \text{ кА.} \quad (4.36)$$

Рабочий ток трансформатора ТДЦ-125000/220:

$$I_{\text{Т1-Т2,раб.мах}} = \frac{S_{\text{Т,НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Т,НОМ}}} = \frac{125,0}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,33 \text{ кА.} \quad (4.37)$$

Рабочий ток в линиях связи с системой 220 кВ:

$$I_{\text{Л1-Л2,раб.мах}} = \frac{S_{\text{раб.мах}}}{\sqrt{3} \cdot n_W \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{S_{\text{Г1-Г3}} - S_{\text{ТСН}}}{\sqrt{3} \cdot n_W \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{297}{\sqrt{3} \cdot 3 \cdot 220} = 0,26 \text{ кА,} \quad (4.38)$$

$$I_{\text{Л1-Л2,раб.утж}} = \frac{S_{\text{Г1-Г3}} - S_{\text{ТСН}}}{\sqrt{3} \cdot (n_W - 1) \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{297}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 220} = 0,39 \text{ кА.} \quad (4.39)$$

4.8 Выбор электрических аппаратов

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

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

1) длительно проводить рабочие токи без чрезмерного повышения температуры;

2) противостоять кратковременному электродинамическому и тепловому действию токов КЗ;

3) выдерживать механические нагрузки, создаваемые собственной массой и массой связанных с ними аппаратов, а также усилия, возникающие в результате атмосферных воздействий (ветер, гололёд). Это требование учитывается при механическом расчёте ЛЭП и РУ;

4) удовлетворять требованиям экономичности электроустановки.

Один из важнейших вопросов - обеспечение термической стойкости аппаратов и проводников. При работе происходит нагрев электрических аппаратов и проводников, что является следствием потерь мощности в них. Составляющими этих потерь являются: потери в токоведущих частях, обмотках, контактах; потери от вихревых токов в металлических частях, особенно

ферромагнитных; потери в магнитопроводах трансформаторов; потери в диэлектриках.

4.8.1 Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режимов

Рабочий ток в присоединениях генераторов Г1-Г6 13,8 кВ:

$$I_{Г,раб.мах} = 1,05 \cdot \frac{S_{Г,ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{Г,ном}} = 1,05 \cdot \frac{130,6}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 5737 \text{ А.} \quad (4.40)$$

Рабочий ток трансформатора ТДЦ-160000/220:

$$I_{Т1-Т3,раб.мах} = 1,05 \cdot \frac{S_{Т,ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т,ном}} = 1,05 \cdot \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 242} = 401 \text{ А.} \quad (4.41)$$

Рабочий ток в линии связи с системой 220 кВ:

$$I_{Л1-Л5,раб.мах} = \frac{S_{Г1-Г6}}{\sqrt{3} \cdot n_W \cdot U_{ном}} = \frac{6 \cdot 129,3}{\sqrt{3} \cdot 5 \cdot 220} = 407 \text{ А;} \quad (4.42)$$

$$I_{Л1-Л6,раб.утж} = \frac{S_{Г1-Г6}}{\sqrt{3} \cdot (n_W - 1) \cdot U_{ном}} = \frac{6 \cdot 129,3}{\sqrt{3} \cdot 4 \cdot 220} = 509 \text{ А.} \quad (4.43)$$

Рабочий ток в присоединение трансформатора собственных нужд на генераторном напряжении 13,8 кВ:

$$I_{ТСН,раб.мах} = 1,05 \cdot \frac{S_{ТСН,ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ТСН,ном}} = 1,05 \cdot \frac{1,6}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 70,3 \text{ А.} \quad (4.44)$$

4.8.2 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 13,8 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:

$$U_{ном} \geq U_{ном.с}$$

$$I_{ном} \geq I_{раб,мах}$$

$$B_{к,норм} \geq B_{к,расч}$$

Используя каталоги производителей ОАО ВО «Электроаппарат»[22] и ЗАО «ВЗВА» [23] выбираем генераторный комплекс КАГ-20 , в состав которого входит элегазовый выключатель ВГГ-20-90/8000 У3 и разъединитель РВПЗ-2-20/12500Н У3. Сводная таблица представлена в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя.

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГГ-20-90/6300 У3	Разъединитель РВПЗ-2-20/12500Н У3
$U_{сети\ ном} = 13,8$ кВ	$U_{ном} = 20$ кВ	$U_{ном} = 20$ кВ
$I_{Г.раб} = 5737$ А	$I_{ном} = 6300$ А	$I_{ном} = 12500$ А
$I_{n0} = 69,03$ кА	$I_{пр.скв} = 90$ кА	$i_{пр.скв} = 410$ кА
$i_y = 177$ кА	$i_{пр.скв} = 230$ кА	$I_{т.ст} = 410$ кА
	$I_{ном.откл} = 90$ кА	$t_{откл} = 3$ с.
$B_{к,расч} = I_{n0}^2 \cdot (t_{отк} + t_{рз}) =$ $= 69,03^2 \cdot (0,03 + 0,01) =$ $= 190,6$ кА ² · с	$B_{к,ном} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 90^2 \cdot 3 = 24300$ кА ² · с	$B_{к,ном} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 160^2 \cdot 3 = 76800$ кА ² · с

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

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 69,03 \cdot e^{-0,01/0,03} = 69,95 \text{ кА.} \quad (4.45)$$

$$\frac{i_{ат}}{\sqrt{2}} \cdot 100\% = \frac{69,95}{69,03} \cdot 100\% = 72\%. \quad (4.46)$$

$$72\% < 90\%$$

Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

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

Выбран, производимый российской компанией ООО «АСУ-ВЭИ» [25], микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС-М3.

Предназначен для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации, а также для включения в сеть синхронного компенсатора, работающего в режиме выбега. АС-М3 изготавливается в климатическом исполнении У категории размещения 4 по ГОСТ 15150 (температура окружающего воздуха от 1 до 45°C; верхнее предельное значение температуры 55°C; относительная влажность воздуха 98 % при температуре 35°C). АС-М3 предназначен для эксплуатации в атмосфере, соответствующей группе П по ГОСТ 15150.

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

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

4.8.3 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбирается трансформатор тока ТШ-20. Производитель ОАО ВО «Электроаппарат» [24]. Проверка трансформатора тока ТШ-20 представлена в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Проверка трансформатора тока ТШ-20

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\Gamma.\text{раб}} = 5737 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 8000 \text{ А}$
$i_{\text{у}} < i_{\text{дин}}$	$i_{\text{у}} = 177 \text{ кА}$	160 кА
$S_2 < S_{2\text{ном}}$	26 В · А	40 В · А

Выбран трансформатор напряжения НОЛ-СЭЩ 20 [27]. Производитель ЗАО «ГК «Электроцит» - ТМ Самара». Параметры трансформатора напряжения НОЛ-СЭЩ 20 представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Выбор и проверка трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$S_2 < S_{2\text{ном}}$	26 В · А	75 В · А

Для защиты трансформатора от перенапряжений цепи 13,8кВ устанавливаем со стороны низшего напряжения ОПН–П1–15/18/10/2УХЛ1 фирмы ЗАО «ЗЭТО [29]».

4.8.4 Выбор выключателей и разъединителей

Используя каталог производителя ЗАО «Энергомаш» выбираем элегазовый баковый выключатель ВГБУ-220 и разъединитель РД-220. Параметры выбранного оборудования представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГБУ-220	Разъединитель РД-220
$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 509 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$
$I_{n0} = 6,99 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 31,5 \text{ кА}$
	$I_{\text{ном.откл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 125 \text{ кА}$
$W_{\text{к.расч}} = I_{n0}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 6,99^2 \cdot (0,03 + 0,01) =$ $= 1,95 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$ $= 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2$ $\cdot \text{с}$	$W_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$ $= 125^2 \cdot 3 = 46875 \text{ кА}^2$ $\cdot \text{с}$

4.8.5 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выключатель ВГБУ-220 укомплектован трансформатором тока ТВГ-220. Производитель ЗАО «Энергомаш» [25]. Проверка трансформатора тока ТВГ-220-III-2000/5 представлена в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Проверка трансформатора тока

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб max}} = 509 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$
$S_2 < S_{2\text{ном}}$	8 В · А	30 В · А

Выбран оптический трансформатор напряжения ДНЕЭ-220. Производитель ЗАО «ПРОФОТЕК» [28]. Параметры оптического трансформатора напряжения ДНЕЭ-220 представлены в таблице 4.13.

Таблица 4.13 – Выбор и проверка оптического трансформатора напряжения

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

В ОРУ 220кВ устанавливаем со стороны низшего напряжения ОПН-П1-220/163/10/2III(IV)УХЛ1 фирмы ЗАО «ЗЭТО» [29].

5 Релейная защита и автоматика

5.1 Расчет номинальных токов

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

Номинальный ток генератора:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{100000}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 4183,7 \text{ А}, \quad (5.1)$$

где $S_{\text{НОМ}}$ – номинальная полная мощность генератора СВ-1070/145-52 [33];
 $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение генератора.

Номинальный вторичный ток генератора:

$$I_{\text{НОМ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НОМ}} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ НН}}} = \frac{4183,7 \cdot 1}{5000/5} = 4,18 \text{ А}, \quad (5.2)$$

где $K_{\text{СХ}}$ – коэффициент схемы, равный единице для схемы соединения «звезда»;
 $K_{\text{ТТ НН}}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока на стороне генераторного напряжения.

Номинальный первичный ток на стороне высшего напряжения:

$$I_{\text{ВН}}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМ Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ Т}}} = \frac{125000}{\sqrt{3} \cdot 242} = 298,2 \text{ А}, \quad (5.3)$$

где $S_{\text{НОМ Т}}$ – номинальная полная мощность силового трансформатора;
 $U_{\text{НОМ Т}}$ – номинальное напряжение силового трансформатора.

Номинальный вторичный ток на стороне ВН:

$$I_{\text{НОМ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НОМ}}}{K_{\text{ТТ ВН}}} = \frac{298,2}{300/5} = 5,0 \text{ А}, \quad (5.4)$$

где $K_{\text{ТТ ВН}}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока на стороне высшего напряжения.

Выбор трансформатора возбуждения:

$$I_{\text{НН.те}} = \frac{I_{\text{НОМ РОТ}}^{(1)}}{1,2255} = \frac{1300}{1,2255} = 1060,8 \text{ А}, \quad (5.5)$$

Мощность трансформатора возбуждения:

$$S_{\text{те}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{нн.те}} \cdot I_{\text{нн.те}} = \sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 1060,8 = 735 \text{ кВА.} \quad (5.6)$$

Принимает трансформатор ТСЗ-1000/13,8/0,4

Первичный ток трансформатора возбуждения на стороне 13,8 кВ:

$$I_{\text{вн те}}^{(1)} = \frac{S_{\text{ном сн}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 41,84 \text{ А,} \quad (5.7)$$

где $S_{\text{ном сн}}$ – номинальная полная мощность трансформатора собственных нужд.
Вторичный ток трансформатора собственных нужд:

$$I_{\text{вн те}}^{(2)} = \frac{I_{\text{ном}}}{K_{\text{тт вн те}}} = \frac{41,84}{50/5} = 4,18 \text{ А;} \quad (5.8)$$

$$I_{\text{вн те.р}}^{(2)} = \frac{I_{\text{ном рот}}^{(1)} \cdot U_{\text{нн.те}} \cdot K_{\text{сх}}}{1,2255 \cdot U_{\text{вн те}} \cdot K_{\text{тт вн те}}} = \frac{1300 \cdot 0,4 \cdot 1}{1,2255 \cdot 13,8 \cdot 50/5} = 3,07 \text{ А.} \quad (5.9)$$

5.2 Технические данные оборудования

Технические данные оборудования представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Технические данные оборудования

Наименование оборудования	Наименование параметра		Параметр
генератор	Тип		СВ 1070/145-52
	номинальная мощность	полная, МВА	100
		активная, МВт	80
	номинальное напряжение, кВ		13,8
	коэффициент мощности cosφ		0,8
	частота тока, Гц		50
	частота вращения, об/мин		115,4
	число фаз обмотки статора		3
	номинальный ток статора, А		4183,7
	ток ротора при номинальной нагрузке, А		1300
	напряжение на кольцах ротора при номинальной нагрузке		355
	индуктивное сопротивление по продольной оси, о.е.	синхронное X _d	1,1
переходное X' _d		0,34	
сверхпереходное X'' _d		0,22	

Окончание таблицы 5.1

Наименование оборудования	Наименование параметра		Параметр
	индуктивное сопротивление обратной последовательности, о.е.		0,21
	емкость обмотки статора, мкФ		0,9
	соединение фаз обмотки статора		«звезда»
трансформатор	Тип		ТДЦ 125000/220
	номинальное напряжение, кВ	ВН	242
		НН	13,8
	напряжение короткого замыкания, %		11
	схема и группа соединений		Y _n /D-11
трансформатор собственных нужд ГЭС	Тип		ТСЗ-1000/13,8
	номинальная полная мощность, кВА		1000
	номинальное напряжение, кВ	ВН	13,8
		НН	0,4
	напряжение короткого замыкания, %		8
	схема и группа соединений		D/Y _n -11

5.3 Перечень защит основного оборудования

Согласно ПУЭ [32] для гидрогенератора СВ 1070/145-52 мощностью 80 МВт должны быть предусмотрены следующие виды защит:

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

Виды защит для трансформатора ТДЦ 125000/220 в соответствии с ПУЭ [32]:

- 1) Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;

- 2) Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности);
- 3) Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 220 кВ;
- 4) Резервная максимальная токовая защита;
- 5) Защита от замыканий на землю на стороне 13,8 кВ трансформатора блока;
- 6) Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- 7) Реле тока охлаждения трансформатора блока;
- 8) Защита от перегрева масла;
- 9) Защита от потерь охлаждения;
- 10) Защита о перегреве обмотки.

Виды защит для трансформатора собственных нужд ГЭС ТЭС 1000/13,8/0,4 в соответствии с ПУЭ [32]:

- 1) Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- 2) Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению;
- 3) Защита от перегрузки;
- 4) Реле тока охлаждения.

На линиях электропередачи 220 кВ:

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

5.4 Описание и расчет уставок защит

5.4.1 Продольная дифференциальная защита генератора (IΔG)

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

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

Номинальный ток генератора: $I_{\text{ном}} = 4183,7 \text{ А}$.

1) 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:

$$I_{\text{нб(н)}} = K_{\text{одн}} \cdot f_i \cdot I_{\text{н}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 4183,7 = 209 \text{ А}, \quad (5.10)$$

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 4183,7 А.
 Уставка выбирается из следующего условия:

$$I_{\text{ср.0}} \geq K_{\text{н}} \cdot I_{\text{нб(н)}} = K_{\text{н}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot f_i \cdot I_{\text{н}} = 2 \cdot 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_{\text{н}} = 0,1 \cdot I_{\text{н}}, \quad (5.11)$$

где $K_{\text{н}}$ – коэффициент надежности, равный 2.

$$I_{\text{ср.0}} \geq 418,4 \text{ А}.$$

Принимается уставка начального тока срабатывания равная:

$$I_{\text{ср.0}} = 0,15 \cdot I_{\text{н}} = 0,15 \cdot 4183,7 = 627,5 \text{ А}. \quad (5.12)$$

2) 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 небаланса при внешнем трехфазном КЗ равен:

$$I_{\text{нб(КЗ)}} = K_{\text{ап}} \cdot f_i \cdot K_{\text{одн}} \cdot I_{\text{макс}}, \quad (5.13)$$

где $K_{\text{ап}}$ – коэффициент апериодической составляющей равный 2;
 $I_{\text{макс}}$ – максимальный ток через трансформаторы тока на линейных выводах при внешнем трехфазном КЗ в цепи генератора, определяемый как:

$$I_{\text{макс}} = \frac{E_d''}{x_d''} \cdot I_{\text{н}} = \frac{1,0}{0,22} \cdot 4183,7 = 19016,8 \text{ А}, \quad (5.14)$$

где E_d'' – сверхпереходное ЭДС генератора, 1,0;
 x_d'' – сверхпереходное сопротивление генератора, 0,22.
 Следовательно, максимальный ток небаланса равен:

$$I_{нб(КЗ)} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 19016,8 = 1901,68 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения определяется из следующего условия:

$$K_T > \frac{I_{нб(КЗ)} \cdot K_H}{I_T}; \quad (5.15)$$

где K_H – коэффициент надежности, 2;
 I_T – ток трехфазного КЗ на выводах генератора и равен $I_{\text{макс}}$.
 Тогда:

$$K_T > \frac{1901,68 \cdot 2}{19016,8};$$

$$K_T > 0,2.$$

Исходя из условия (5.15) K_T принимается равным 0,3.

3) Уставка начального торможения выбирается исходя из условия (5.16) и равна:

$$I_{нт} = \frac{I_{ср.0}}{K_T} = \frac{0,15 \cdot I_H}{0,3} = 0,5 \cdot I_H. \quad (5.16)$$

4) Тормозной ток B , определяющий точку излома характеристики срабатывания. При выборе уставки B должно выполняться следующее условие:

$$B \geq \frac{I_{ср.0}}{K_T} = \frac{0,15 \cdot I_H}{0,3} = 0,5 \cdot I_H. \quad (5.17)$$

Исходя из условия (5.17) типовое значение уставки принимается равным $1,5 \cdot I_H$.

5) Для обеспечения надежной работы при больших токах короткого замыкания в зоне действия, предусматривается токовая отсечка с током срабатывания $I_{отс} = (2 \div 12)I_{ном}$.

Принимаем уставку: $I_{отс} = 8 \cdot I_{ном} = 33,44 \text{ кА}$.

Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора приведена на рисунке 5.1:

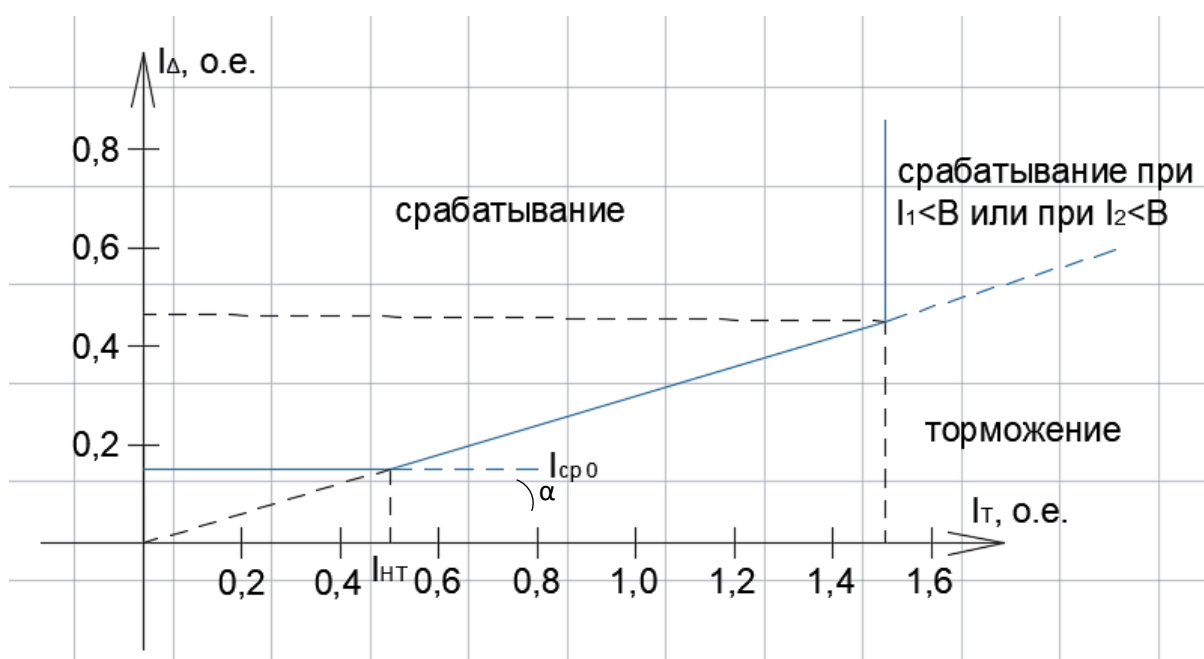


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания диф. защиты генератора

5.4.2 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.

Данная защита выполняется с помощью двух органов напряжения.

1) Первый орган – это орган U_0 , реагирующий на основную составляющую напряжения нулевой последовательности. Он защищает 85-90% витков обмотки статора со стороны фазных выводов и включается на напряжение нулевой последовательности $3U_0$ ТН линейных выводов генератора, которое измеряется 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 $U_{0 \text{ Эл.ст.}}$ приведена на рисунке 5.2:

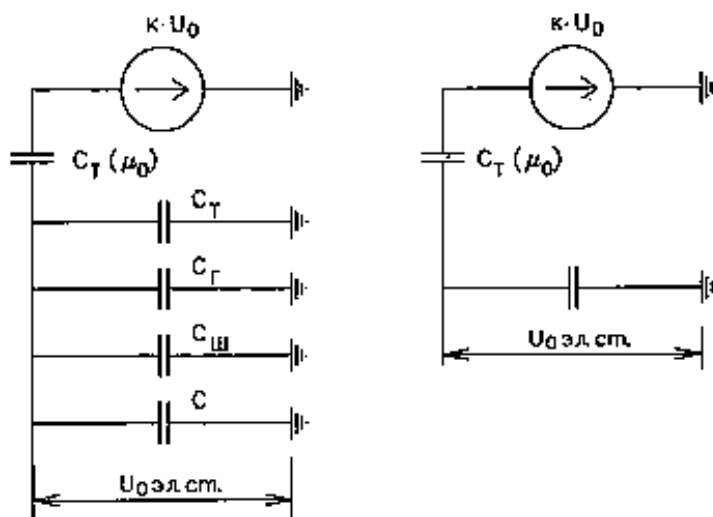


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения напряжения $U_{0 \text{ эл.ст.}}$

На рисунке 5.2 соответствующими буквенными значениями обозначены:
 $C_{Г}$ – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю 0,9;
 $C_{Т}$ – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;
 $C_{Ш}$ – емкость шинпровода по отношению к земле;
 $C_{ВГ}$ – емкость генераторного выключателя.

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_{Т} + C_{Г} + C_{Ш} + C_{ВГ} = 1,2653 \text{ мкФ.} \quad (5.18)$$

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{ном ВН}}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,57 \text{ кВ,} \quad (5.19)$$

где $U_{\text{ном ВН}}$ – номинальное напряжение обмотки ВН трансформатора, кВ.

Напряжение нулевой последовательности основной частоты обусловленного электростатической индукцией силового трансформатора:

$$U_{0 \text{ эл.ст.}} = 0,5 \cdot 46,57 \cdot \frac{0,012}{0,012 + 1,2653} = 219 \text{ В,}$$

где k – коэффициент, учитывающий распределение U_0 по обмотке ВН трансформатора;

$C_{Т}(\mu_0)$ – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора, мкФ.

Суммарный емкостный ток сети 13,8 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{\text{л}} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 1,73 \cdot 13,8 \cdot 314 \cdot 1,2653 = 9,48 \text{ А.} \quad (5.20)$$

Напряжение срабатывания защиты определяется из условия:

$$U_{\text{ср}} \geq \frac{K_{\text{н}}}{K_{\text{в}}} \cdot \frac{3}{n_{\text{тн}}} \cdot U_{0 \text{ эл.ст}}, \quad (5.21)$$

где $K_{\text{н}}$ – коэффициент надежности;
 $K_{\text{в}}$ – коэффициент возврата;
 $n_{\text{тн}}$ – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

$$U_{\text{ср}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3}{\frac{13,8}{\sqrt{3} \cdot \left(\frac{0,1}{3}\right)}} \cdot 219;$$

$$U_{\text{ср}} \geq 4,34 \text{ В.}$$

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

2) Второй орган – 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 $K_{\text{т}}$ от 1 до 3.

В данном случае $K_{\text{т}}$ принимается равным 1,1. Тогда расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора в зависимости от $K_{\text{т}}$ будет равно:

$$X = \frac{1}{K_{\text{т}} + 2} = \frac{1}{1,1 + 2} = 0,3226. \quad (5.22)$$

Из выражения 5.23 видно, что орган U_{03} при $K_{\text{т}}$ равном 1,1 работает селективно и защищает 32,26 % 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.

5.4.3 Защита от повышения напряжения ($U_{1>}$), ($U_{2>}$)

1) Уставка защиты $U_{2>}$ выбирается:

$$U_{\text{ср}2} = \frac{1,4 \cdot U_{\text{H}}}{n_{\text{TH}}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В.} \quad (5.23)$$

2) В дополнение к вышеуказанной защите на генераторе предусмотрен второй орган $U_{1>}$, предназначенный для работы в режиме холостого хода или при сбросе нагрузки.

Уставка $U_{1>}$ рассчитывается:

$$U_{\text{ср}1} = \frac{1,2 \cdot U_{\text{H}}}{n_{\text{TH}}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.24)$$

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора и на стороне 220 кВ принимается минимальной и равной $0,09 \cdot I_{\text{H}}$.

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

5.4.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

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

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_{\text{H}}}, \quad (5.25)$$

где I_2 – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора;
 I_{H} – номинальный ток генератора в первичной цепи.

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

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

где $A=20$ – параметр, заданный заводом-изготовителем;
 Защита содержит следующие функциональные органы:

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

Уставка сигнального органа принимается равной:

$$I_{*2\text{сигн}} = 0,07; I_{2\text{сигн}} = 0,07 \cdot I_{\text{н}}.$$

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

Относительный ток обратной последовательности, на который реагирует защита:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18, \quad (5.27)$$

где A – параметр, заданный заводом-изготовителем;
 t – допустимая длительность несимметричного режима при неизменном значении тока I_2 .

Уставка в относительных единицах равна:

$$I_{*2\text{пуск}} = \frac{I_{*2}}{K_{\text{н}}} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15, \quad (5.28)$$

где $K_{\text{н}}$ – коэффициент надежности.

Уставка в именованных единицах:

$$I_{2\text{пуск}} = I_{*2\text{пуск}} \cdot I_{\text{н}} = 0,15 \cdot 4,18 = 0,63 \text{ В}. \quad (5.29)$$

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2\text{пуск}}^2} = \frac{20}{0,15^2} \approx 889 \text{ с}. \quad (5.30)$$

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

$$t_{\text{ср}} = \frac{20}{(I_{*2})^2}. \quad (5.31)$$

Отсюда:

$$A_{\text{ио}} = 20 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{ср}}. \quad (5.32)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.2:

Таблица 5.2 – 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)	20	55	80	125	220	500

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

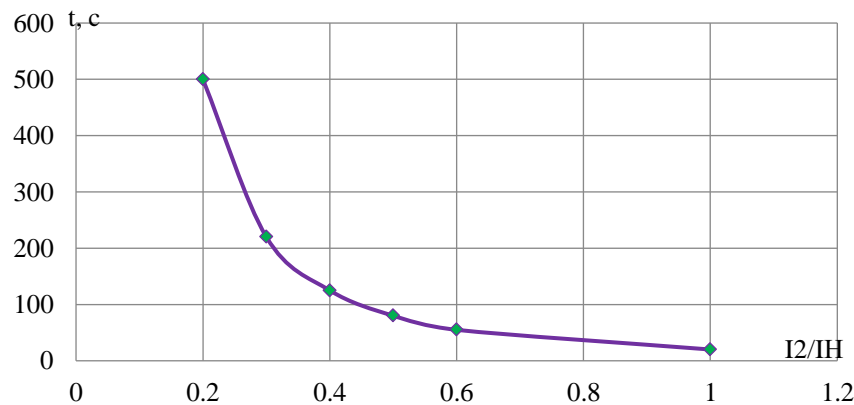


Рисунок 5.3 – Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем: $t_{\text{мин.}} = 20 \text{ с}$, $t_{\text{макс.}} = 500 \text{ с}$.

Интегральный орган имитирует процесс охлаждения статора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. При этом промежуток времени, за который перегрев генератора снижается от максимально

допустимой величины до 0,135 от этой величины, условно называется временем «полного охлаждения» ($I_{охл}$) и регулируется в диапазоне от 10 до 999 с. Этот параметр выставляется согласно указаниям завода-изготовителя ($t_{охл} = 100с$).

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

2. Из условия обеспечения чувствительности при двухфазном коротком замыкании на шинах ВН блока и на отходящих ВЛ.

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

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

По второму условию:

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

$$x''_d = x''_d \cdot \frac{U_{ВН}^2}{U_{НН}^2} = 0,22 \cdot \frac{242^2}{13,8^2} = 67,65; \quad (5.33)$$

$$x'_л = x_{0,уд} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{\phi,ном}^2} = 0,435 \cdot 150 \cdot \frac{100}{242^2} = 0,111 \text{ о. е.}; \quad (5.34)$$

$$I_{КА1.}^{(2)} = \frac{E_{\Sigma}}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma}} = \frac{1}{3 \cdot 67,65 + 3 \cdot 0,088 + 3 \cdot 0,111} = 0,005 \text{ о. е.} \quad (5.35)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2с.3}^* = 2 \cdot I_{КА1.}^{(2)} \cdot K_T = 2 \cdot 0,005 \cdot \frac{242}{13,8} = 0,175 \text{ о. е.} \quad (5.36)$$

При двухфазном к.з в конце линии:

$$I_{2с.3} \leq \frac{I_{2с.3}^*}{K_{\text{ч}}} = \frac{0,175}{1,2} = 0,146 \text{ о. е.} \quad (5.37)$$

По третьему условию: ток срабатывания выбирается исходя из согласования по чувствительности с резервными защитами линии. В связи с

отсутствием необходимых данных принимаем уставку срабатывания по второму условию.

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

5.4.5 Защита от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{сигн}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H = 4,47, \quad (5.38)$$

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

$K_B = 0,98$ – 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:

$$I_{\text{пуск}} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 \cdot I_H = 4,60. \quad (5.39)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.3:

Таблица 5.3 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок

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)	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.

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

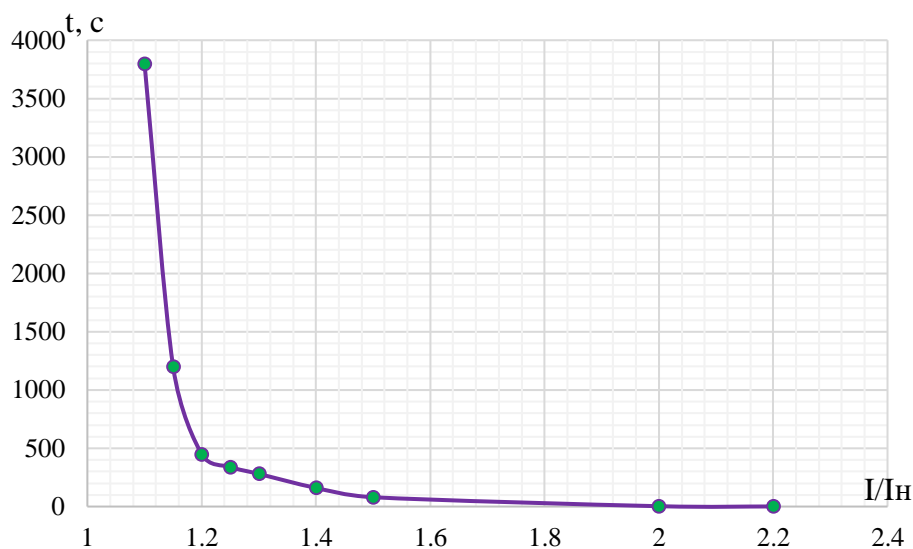


Рисунок 5.4 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{\text{отс}} = \frac{1,5 \cdot I_{\text{ном}}}{0,98} = 1,531 \cdot I_{\text{ном}} = 6,40 \text{ А.} \quad (5.40)$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению ($U_r < U_{\text{н}} \cdot K_{\text{в}} \cdot n_{\text{т}}$). Напряжение срабатывания принимается равным:

$$U_{\text{ср}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{ном}}}{K_{\text{в}} \cdot n_{\text{т}}} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot 13800/100} = 66 \text{ В.} \quad (5.41)$$

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

5.4.6 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 1 с. Указанная выдержка времени принимается по условию согласования с первыми ступенями защит линий, отходящих от шин ГЭС.

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

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 220 кВ Бурзянская ГЭС – Гвардейская ПС:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1л} = 0,8 \cdot 51,54 + \frac{0,8}{3} \cdot 67,73 = 59,29 \text{ Ом}, \quad (5.42)$$

где Z_T – сопротивление трансформатора, приведенное к высшей стороне (5.43);

$Z'_{1л}$ – сопротивление линии (5.44);

K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны.

Сопротивление трансформатора, приведенное к высшей стороне:

$$Z_T = \frac{0,11 \cdot 242^2}{125} = 51,54 \text{ Ом}. \quad (5.43)$$

Сопротивление линии:

$$Z'_{1л} = \sqrt{x_{л}^2 + r_{л}^2} = \sqrt{65,25^2 + 18,15^2} = 67,73 \text{ Ом}. \quad (5.44)$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,11 \cdot \frac{100}{125} + \frac{0,8}{3} \cdot \frac{100}{242^2} \cdot 67,73 = 0,101.$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,101 \cdot 1,90 = 0,19 \text{ Ом}, \quad (5.45)$$

где Z_6 – базисное сопротивление генератора, равно:

$$Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{нг}} = \frac{13,8^2}{100} = 1,90 \text{ Ом.} \quad (5.46)$$

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{1с3} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,19 \cdot \frac{5000}{\frac{5}{13,8} \cdot 0,1} = 1,38 \text{ Ом.} \quad (5.47)$$

Принимается уставка $Z_{1с3} = 1,38 \text{ Ом}$.

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:

$$Z_{нагр} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{нагр}} = \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 4183,7} = 1,90 \text{ Ом,} \quad (5.48)$$

где $I_{нагр}$ – номинальный ток статора, А.

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

$$I_\phi = \frac{\frac{2 \cdot I_{в.ном}}{I_{в.х.х.}} - 0,95}{x_d} = \frac{2 \cdot 2,1 - 0,95}{1,1} = 2,95, \quad (5.49)$$

где $I_{в.х.х.}$ – 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 $2,5 \cdot I_{ном}$.

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{*нагр.ф} = \frac{0,95 \cdot U_H}{I_\Phi} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,95} = 0,32 \text{ о. е.}, \quad (5.50)$$

$$\cos\varphi_{нагр.ф} = \frac{\cos\varphi_H}{0,95 \cdot I_\Phi} = \frac{0,8}{0,95 \cdot 2,95} = 0,285. \quad (5.51)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{нагр.ф} = 73,4^\circ$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{с3II} = \frac{Z_{*нагр.ф}}{K_H} = \frac{0,32}{1,1} = 0,29 \text{ о. е.}, \quad (5.52)$$

$$Z_{с3II} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,29 \cdot \frac{13,8^2}{100} = 0,55 \text{ Ом}. \quad (5.53)$$

Значение уставки реле составляет:

$$Z_{с3II} = \frac{Z_{с3II} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,55 \cdot 5000/5}{13800/100} = 3,98 \text{ Ом}. \quad (5.54)$$

Принимаем уставку $Z_{II} = 3,98 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 20%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{см1} = 0,038 \text{ Ом}$, $Z_{см2} = 0,11 \text{ Ом}$.

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

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

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

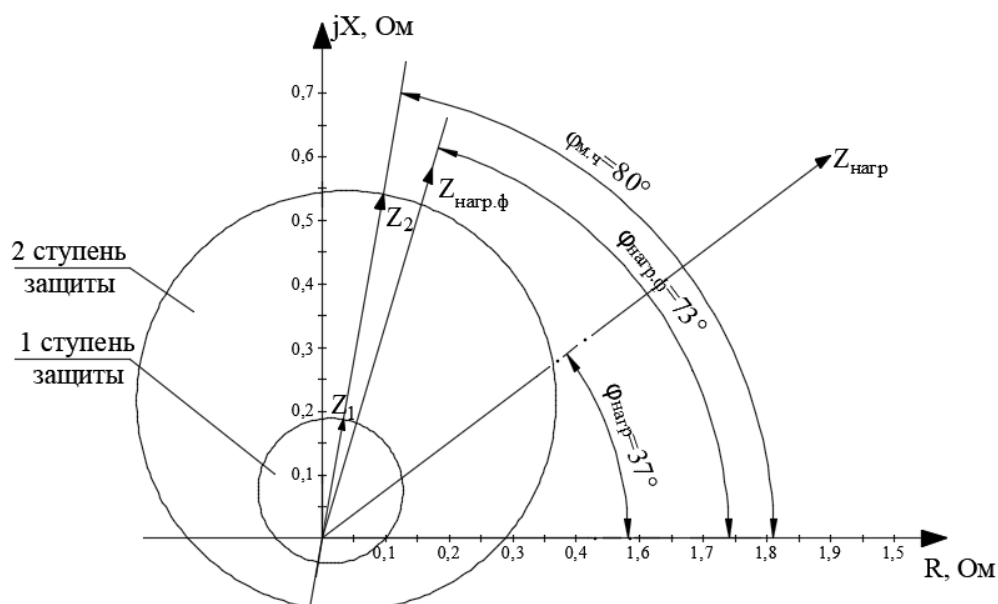


Рисунок 5.5 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.4.7 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:

$$I_{р\text{ сигн.}} = \frac{K_H \cdot I_{\text{ном.р}}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{ном.р}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{ном.р}} = 3,28; \quad (5.55)$$

где $I_{\text{ном.р}}$ – номинальный ток ротора.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{р\text{ пуск.}} = \frac{1,2 \cdot I_{\text{ном.р}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{ном.р}} = 3,38. \quad (5.56)$$

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме, и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей. Представлены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – 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)	длит-но	250	180	160	120	90	72	45	20

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

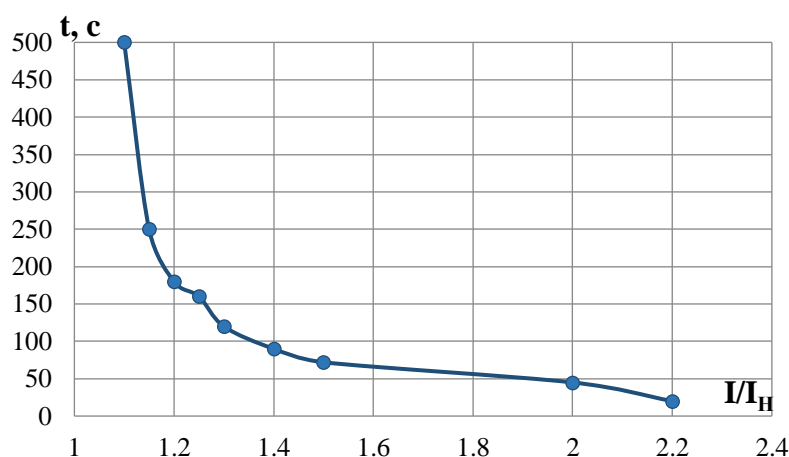


Рисунок 5.6 – Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{p \text{ пуск.}} = \frac{2,15 \cdot I_{\text{ном.р}}}{0,98} = 2,19 \cdot I_{\text{ном.р}} = 6,72. \quad (5.57)$$

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

5.5 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 средней мощности ШЭ1113 производства «Экра» [34].

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

5.6 Таблица уставок и матрица отключений защит

Уставки защит представлены в таблице 5.5

Таблица 5.5 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{ср.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,627 А	
		Коэффициент торможения, K_T	0,3	-	
		Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,5 \cdot I_H$	2,09 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	6,27 А	
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	-	5 В
		t_2	U_{02G}	-	10 В
		t_3	U_{0G}	-	15 В
	U_{03}	Коэффициент торможения, K_T	1,1	-	
ЗПН	$U >$	2 ступень	U_{CP2}	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	U_{CP1}	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,29 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,17 \cdot I_H$	0,71 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$0,25 \cdot I_H$	1,04 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	4,47 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	4,60 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,531 \cdot I_H$	6,40 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,101	0,19 Ом
		2 ступень	Z_{II}	0,29	0,55 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_p СИГН.$	$1,07 \cdot I_{НОМ.Р}$	3,28 А
		ПО	$I_p ПУСК.$	$1,1 \cdot I_{НОМ.Р}$	3,38 А
		Отсечка	$I_p ПУСК.$	$2,19 \cdot I_{НОМ.Р}$	6,72 А

Матрица отключений представлена в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Матрица отключений

Наименование	Обозначение		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-220 и В-ТСН	Разгрузка по мощности	Предупредительный сигнал
Диф. Защита продольная	IΔG		+	+	+	+			
ЗЗГ	U ₀	t ₁							+
		t ₂						+	
		t ₃	+	+	+				
	U ₀₃		+	+	+				
ЗПН	U >	1 ступень	t ₁	+	+				
		2 ступень	t ₂	+	+				
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I ₂	СО							+
		ИО		+	+				
		ОТС I	t ₁				+		
			t ₂	+	+				
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I ₁	СО							+
		ИО		+	+				
		ОТС	t ₁				+		
			t ₂	+	+				
ДЗ	Z <	1 ступень	t ₁				+		
			t ₂	+	+	+			
		2 ступень	t ₁				+		
			t ₂	+	+				
Защита ротора от перегрузки	I _p	СО							+
		ИО		+	+				
		Отсечка		+	+				

6 Компонировка и сооружения гидроузла

6.1 Проектирование бетонной водосливной плотины

Процесс проектирования включает конструктивные проработки в сочетании с гидравлическими, фильтрационными и статическими расчётами

На начальном этапе проектирования, выбрав тип плотины, определяют положение гребня плотин и ширину водосливного фронта. На последующих стадиях конструируют профиль водослива, проектируют устройства нижнего бьефа; конструируют подземную часть плотины, её быки и устои, выбирают типовое или проектируют индивидуальное гидромеханическое оборудование.

6.2 Определение класса гидротехнического сооружения

Класс водосливной плотины определяем по трём критериям [35]:

1) По высоте сооружения и типу грунта:

Тип грунта – Скальный (аргиллит)

Высота бетонной водосливной плотины – 63 м (∇ НПУ – ∇ дно=355-292=63м)

Класс сооружения – II

2) По назначению и условиям эксплуатации:

Установленная мощность – $N_{уст}=293$ МВт

Класс сооружения – III

3) По последствиям возможных гидродинамических аварий на ГТС:

Население г. Уфа – 1120000 человек. ГТС находится в 60 км выше города.

Класс сооружения – I

Выбираем класс, относящийся к наиболее ответственному классу – I класс.

6.3 Определение отметки гребня бетонной плотины

Принимаю за отметку гребня бетонной плотины с вертикальной напорной гранью ∇ ГБП наибольшую из двух, вычисленных по формулам:

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

где $h_{1\%}$ – высота волны расчётной обеспеченностью 1%;

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

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

Определяется высота ветрового нагона волны по формуле (6.2):

$$\Delta h_{set} = K_w \cdot \frac{v^2 \cdot L}{g \cdot (d + 0,6 \cdot \Delta h_{set})} \cdot \cos \alpha_w, \quad (6.2)$$

где $V_w = 17$ м/с – расчетная скорость ветра;
 K_w – коэффициент, зависящий от скорости ветра, для 8 м/с: $K_w = 1,83 \cdot 10^{-6}$;
 $L = 1410$ м – длина разгона волны;
 α_w – угол между продольной осью водоёма и направлением ветра, градусы
(буду рассматривать перпендикулярное направление ветра к оси плотины, 0 град.);
 d – средняя глубина водохранилища:
На рисунке 6.1 показана длина разгона.



Рисунок 6.1 – Длина разгона

Методом последовательных приближений находим Δh_{set} , присваивая величине Δh_{set} находящейся в знаменателе нулевое значение.

Средняя глубина водохранилища:

$$d = \frac{\nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА}}{2} = \frac{355 - 292}{2} = 31,5 \text{ м.} \quad (6.3)$$

Высота ветрового нагона в первом приведении:

$$\Delta h_{set} = \frac{1,92 \cdot 10^{-6} \cdot 17^2 \cdot 1410}{9,81 \cdot (31,5 + 0,5 \cdot 0)} \cos 0 = 0,0024 \text{ м.}$$

Определим высоту волны 1% обеспеченности:

1. Вычислим безразмерные комплексы:

$$\frac{gL}{v^2} = \frac{9,81 \cdot 1410}{17^2} = 48; \quad (6.4)$$

$$\frac{gt}{v} = \frac{9,81 \cdot 6 \cdot 3600}{17} = 12464, \quad (6.5)$$

где t – период действия ветра, принимается 6 ч = 21600 с.

2. По графику ([40] рис.1) по верхней огибающей кривой и значениям $\frac{gL}{v^2}$ и $\frac{gt}{v}$ определяются параметры $\frac{g\bar{h}}{v^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{v}$.

Полученные значения сводятся в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 – Определение безразмерных величин

$\frac{gL}{v^2} = 48$		$\frac{gt}{v} = 12464$	
$\frac{g\bar{T}}{V_w}$	$\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$	$\frac{g\bar{T}}{V_w}$	$\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$
1,3	0,013	4,1	0,082

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

Средняя высота волны определяется по формуле (6.6):

$$\bar{h} = \frac{0,013 \cdot v^2}{g} = \frac{0,013 \cdot 17^2}{9,81} = 0,38 \text{ м.} \quad (6.6)$$

Средний период волны определяется по формуле (6.7):

$$\bar{T} = \frac{1,3 \cdot v}{g} = \frac{1,3 \cdot 17}{9,81} = 2,25 \text{ с.} \quad (6.7)$$

3. Вычислим среднюю длину волны:

Находится средняя длины волны по формуле (6.8):

$$\bar{\lambda} = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 2,25^2}{2 \cdot 3,14} = 7,93 \text{ м.} \quad (6.8)$$

4. Условие на глубоководность:

$$d \geq 0,5\bar{\lambda}; \quad (6.9)$$

31,5 м > 3,96 м – условие выполняется, расчёт выполняем для глубоководной зоны, т.е. зона глубоководная.

5. Определим высоту волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot k_i = 0,38 \cdot 2,12 = 0,81 \text{ м}, \quad (6.10)$$

где k_i – коэффициент, определяемый по графику в зависимости от значения $\frac{g \cdot L}{v^2}$, $k_i = 2,12$.

$$\nabla_{\text{ГБП}} = 355 + 0,81 + 0,8 + 0,0024 = 356,61 \text{ м.}$$

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины:

$$\nabla_{\text{ГБ}} = \nabla_{\text{ГВ}} + 1,6 \cdot H_{\text{ст}} = 345,0 + 1,6 \cdot 10 = 361,0 \text{ м}, \quad (6.11)$$

где $H_{\text{ст}} = 10 \text{ м}$.

В конечном итоге принимаю отметку высоты всего напорного фронта равной 361,0 метра.

6.4 Гидравлические расчёты

В результате гидравлического расчёта определяется:

- ширину водосливного фронта, число и размеры водосливных отверстий;
- отметку гребня водослива;
- пропуск поверочного расхода;
- форму водосливной поверхности;
- сопряжение потока в нижнем бьефе;
- размеры гасителей;
- способ гашения энергии воды и параметры энергосберегающих устройств.

6.4.1 Определение ширины водосливного фронта

Определим расчетный расход через водосливную плотину при НПУ с учетом работы всех сооружений гидроузла по следующему выражению:

Определим расчетный расход через водосливную плотину по следующему выражению:

$$Q_{\text{р.осн.}} = Q_{\text{max.осн.}} - Q_{\text{ГЭС}} = 1453 - 426 = 1027 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.12)$$

где Q_{max} – максимальный основной расход 0,1% обеспеченности;

$V_{\text{пол}}$ – полезный объем водохранилища;
 $t_{\text{ср}}$ – время сработки (7 месяца, берем из водно-энергетических расчетов);
 $Q_{\text{ГЭС}}$ – расход через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии и через агрегаты ГЭС. Количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов ($n-1$) при числе агрегатов до 6 включительно.

$$H_{\text{осн}} = \text{НПУ} - \text{УНБ}(Q_{0,1\%}) = 355 - 305,2 = 49,8 \text{ м.} \quad (6.13)$$

$H_{\text{осн}} > H_{\text{min}}$, $49,8 > 47$, соответственно, пропуск паводка через ГЭС ВОЗМОЖЕН

$$Q_{\text{ГА}} = \frac{N_{\text{ГА}}}{9,81 \cdot H_{\text{осн}} \cdot \eta} = \frac{97,67 \cdot 1000}{9,81 \cdot 49,8 \cdot 0,938} = 213 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (6.14)$$

$$Q_{\text{ГЭС}} = Q_{\text{ГА}} \cdot (3 - 1) = 2 \cdot 213 = 426 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}. \quad (6.15)$$

Удельный расход на водосливе будет равен:

$$q_{\text{в}} = 1,25 \cdot q_{\text{р}}, \quad (6.16)$$

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

$$q_{\text{р}} = [v_{\text{н}}] \cdot h_{\text{НБ}}, \quad (6.17)$$

где $h_{\text{НБ}}$ – глубина в НБ при максимальном основном расходе, определяется по графику $Q = f(H)$, УНБ = 305,2 м, тогда:

$$h_{\text{НБ}} = \text{УНБ} - \nabla_{\text{дна}} = 305,2 - 292,0 = 13,2 \text{ м,} \quad (6.18)$$

где $[v_{\text{н}}]$ – допустимая неразмывающая скорость на рисберме, равная 5,5 м/с.

$$q_{\text{р}} = 5,5 \cdot 13,2 = 72,6 \text{ м}^2/\text{с}$$

Тогда

$$q_{\text{в}} = 1,25 \cdot 72,6 = 90,75 \text{ м}^2/\text{с}$$

Ширина водосливного фронта равна:

$$B = \frac{Q_{\text{р}}}{q_{\text{в}}} = \frac{1027}{90,75} = 11,31 \text{ м.} \quad (6.19)$$

Определим количество водосливных отверстий. Зададимся стандартной шириной пролета отверстия $b = 8$ м, тогда водосливных отверстий:

$$n = \frac{B}{b} = \frac{11,31}{8} = 1,41 \approx 2. \quad (6.20)$$

Ширина водосливного фронта, которую будем в дальнейшем использовать равна:

$$B = b \cdot n = 8 \cdot 2 = 16 \text{ м}. \quad (6.21)$$

Бык примем разрезным, толщина разрезного бычка определяется по формуле Березинского:

$$\delta_B = 0,25 \cdot b + (0,5 - 2)\text{м} = 0,25 \cdot 8 + 2 = 4 \text{ м}. \quad (6.22)$$

Головная часть быка имеет обтекаемую форму для улучшенного обтекания.

Ширина водосливного фронта с учетом размеров быков в плане:

$$B_B = B + (n - 1) \cdot \delta_B = 16 + (2 - 1) \cdot 4 = 20 \text{ м}. \quad (6.23)$$

6.4.2 Определение отметки гребня водослива

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

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot B' \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{1027}{0,49 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,56 \text{ м}, \quad (6.24)$$

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

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

$$H_{02} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot \sigma_\phi \cdot \sigma_{сж} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.25)$$

где $\sigma_{сж}$ – коэффициент бокового сжатия;

σ_n – коэффициент подтопления, подтопления водослива нет и $\sigma_n = 1$;
 σ_ϕ – коэффициент формы водосливной ($\sigma_\phi = 1$).

На рисунке 6.2 представлена водосливная стенка.

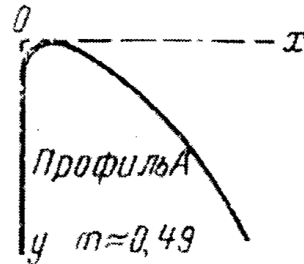


Рисунок 6.2 – Водосливная стенка нормального очертания (Кригера-Офицера)

$$\sigma_{сж} = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi_y + (n - 1) \cdot \xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b}, \quad (6.26)$$

где b – ширина пролёта,

n – число пролётов,

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

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

На рисунке 6.3 показана форма быков в плане.

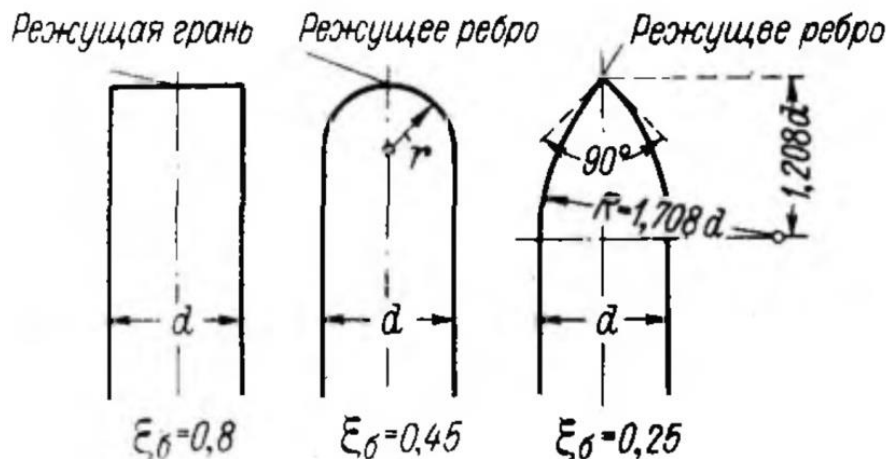


Рисунок 6.3 – Очертание быков в плане

$$\sigma_{сж} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (2 - 1) \cdot 0,45}{2} \cdot \frac{9,56}{8} = 0,937,$$

$$H_{02} = \left(\frac{1027}{0,49 \cdot 1 \cdot 0,941 \cdot 1 \cdot 18 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,98 \text{ м.}$$

Определим напор на гребне водослива без учета скорости подхода потока к водосливу v_0 :

$$H = H_{02} - \frac{\alpha v_0^2}{2g}, \quad (6.27)$$

где $\alpha = 1,1$ – коэффициент Кориолиса.

$$v_0 = \frac{Q_p}{(\nabla_{НПУ} - \nabla_{дна})(B + (n - 1) \cdot \delta_B)}, \quad (6.28)$$

$$v_0 = \frac{1027}{(355 - 292)(18 + (2 - 1) \cdot 4)} = 0,815 \text{ м/с.}$$

$$H = 9,98 - \frac{1,1 \cdot 0,815^2}{2 \cdot 9,81} = 9,94 \text{ м}$$

Определённый напор на гребне водослива округляем до ближайшего стандартного значения в соответствии с техническим регламентом $H_{ст} = 10,0$ м.

Определим отметку гребня водослива:

$$\nabla_{ГВ} = \nabla_{НПУ} - H_{ст} = 355,0 - 10,0 = 345,0 \text{ м.} \quad (6.29)$$

6.4.3 Проверка на пропуск поверочного расхода

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

$$Q_{р.пов} = Q_{пов.мах} - Q_{ГЭС} = 1736 - 426 = 1310 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (6.30)$$

Определим напор на гребне водослива при пропуске поверочного расхода в первом приближении без учета бокового сжатия потока и подтопления водослива:

$$H_{01пов.} = \left(\frac{Q_{р.пов}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{1310}{0,49 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 11,25 \text{ м.} \quad (6.31)$$

Во втором приближении определим напор $H_{02\text{пов.}}$ с учетом бокового сжатия потока и подтопления водослива:

$$H_{02\text{пов.}} = \left(\frac{Q_{\text{р.пов.}}}{m_{\text{пов.}} \cdot \sigma_{\phi} \cdot \sigma_{\text{сж}} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.32)$$

$$\sigma_{\text{сж}} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (2 - 1) \cdot 0,45}{2} \cdot \frac{11,25}{8} = 0,928,$$

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

$$m_{\text{пов.}} = m \left[0,805 + 0,245 \frac{H_{01\text{пов.}}}{H_{\text{ст}}} - 0,05 \left(\frac{H_{01\text{пов.}}}{H_{\text{ст}}} \right)^2 \right], \quad (6.33)$$

$$m_{\text{пов.}} = 0,49 \cdot \left[0,805 + 0,245 \cdot \frac{11,25}{10} - 0,05 \cdot \left(\frac{11,25}{10} \right)^2 \right] = 0,498,$$

$$H_{02\text{пов.}} = \left(\frac{1310}{0,498 \cdot 1 \cdot 0,928 \cdot 1 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 11,69 \text{ м.}$$

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

$$H_{\text{пов.}} = H_{02\text{пов.}} - \frac{\alpha v_{0\text{пов.}}^2}{2g}, \quad (6.34)$$

$$v_{0\text{пов.}} = \frac{Q_{\text{р.пов.}}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla_{\text{дна}})(B + (n - 1)\delta_{\text{б}})}, \quad (6.35)$$

$$v_{0\text{пов.}} = \frac{1310}{(356 - 292) \cdot (16 + (2 - 1) \cdot 4)} = 0,928 \text{ м/с.}$$

$$H_{\text{пов.}} = 11,69 - \frac{1,1 \cdot 0,928^2}{2 \cdot 9,81} = 11,6 \text{ м.}$$

Проверим, не превышает ли отметка $\nabla\text{ФПУ}_p$ заданную $\nabla\text{ФПУ} = 356,0$ м при таком напоре:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов.}} = 345,0 + 11,6 = 356,6 \text{ м,} \quad (6.36)$$

$\nabla\Phi_{ПУ} < \nabla\Phi_{ПУ_p}$, пропускная способность гидроузла недостаточна для пропуска расхода $Q_{пов} = 1736 \text{ м}^3/\text{с}$.

В данном случае ФПУ повышаем до $\nabla\Phi_{ПУ_p} = 356,60 \text{ м}$.

По проектному напору $H_{пр} = H_{ст}$ определяем координаты для построения оголовка плотины практического профиля. Табличные координаты умножаются на $H_{ст}$. Расчеты сведем в таблицу 6.2, а очертание оголовка представлен на рисунке 6.4.

Таблица 6.2 – Координаты для построения оголовка водосливной грани

№ точки	X, м	Y, м	№ точки	X, м	Y, м	№ точки	X, м	Y, м
1	0	1,26	27	26,00	21,22	53	52,00	76,16
2	1,00	0,36	28	27,00	22,89	54	53,00	78,40
3	2,00	0,07	29	28,00	24,62	55	54,00	80,65
4	3,00	0,00	30	29,00	26,10	56	55,00	82,89
5	4,00	0,06	31	30,00	28,24	57	56,00	85,14
6	5,00	0,27	32	31,00	30,13	58	57,00	87,38
7	6,00	0,60	33	32,00	32,07	59	58,00	89,63
8	7,00	1,00	34	33,00	34,05	60	59,00	91,87
9	8,00	1,46	35	34,00	36,09	61	60,00	94,12
10	9,00	1,98	36	35,00	38,18	62	61,00	96,36
11	10,00	2,56	37	36,00	40,31	63	62,00	98,61
12	11,00	3,21	38	37,00	42,49	64	63,00	100,85
13	12,00	3,94	39	38,00	44,71	65	64,00	103,10
14	13,00	4,75	40	39,00	46,98	66	65,00	105,34
15	14,00	5,64	41	40,00	49,22	67	66,00	107,59
16	15,00	6,61	42	41,00	51,46	68	67,00	109,83
17	16,00	7,64	43	42,00	53,71	69	68,00	112,08
18	17,00	8,73	44	43,00	55,95	70	69,00	114,32
19	18,00	9,87	45	44,00	58,20	71	70,00	116,57
20	19,00	11,08	46	45,00	60,44	72	71,00	118,81
21	20,00	12,35	47	46,00	62,69	73	72,00	121,06
22	21,00	13,69	48	47,00	64,93	74	73,00	123,30
23	22,00	15,08	49	48,00	67,18	75	74,00	125,55
24	23,00	16,53	50	49,00	69,42	76	75,00	127,79
25	24,00	18,94	51	50,00	71,67	77	76,00	130,04
26	25,00	19,60	52	51,00	73,91	78	77,00	132,28

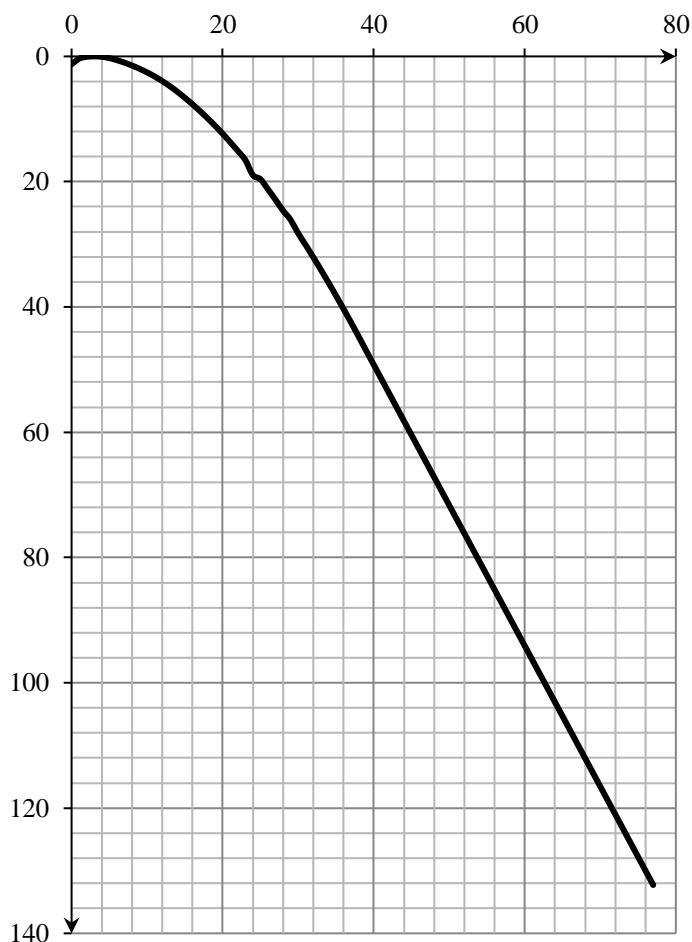


Рисунок 6.4 – Очертание оголовка плотины практического профиля

6.4.4 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

Установлю необходимость устройства в нижнем бьефе гасителей энергии.

При протекании воды через водослив вследствие падения струи скорость потока возрастает и достигает наибольшего значения непосредственно за водосливом в так называемом сжатом сечении С-С (рис. 6.5). Глубина в сжатом сечении непосредственно влияет на установление формы сопряжения бьефов и поэтому имеет важное значение для дальнейшего расчёта.

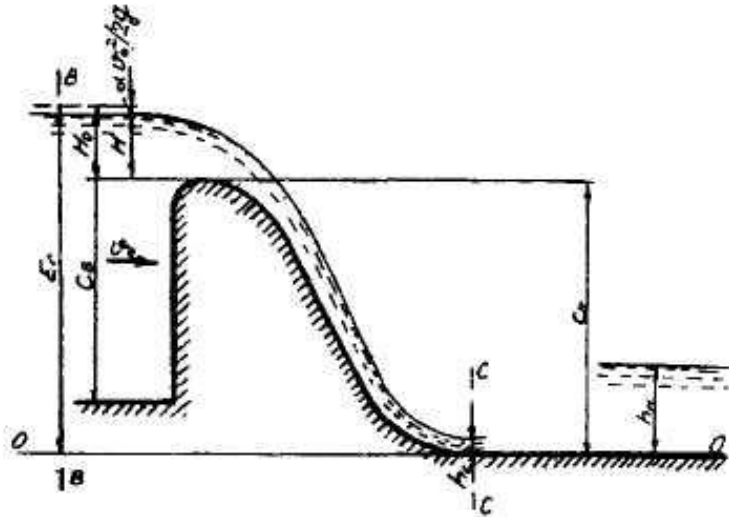


Рисунок 6.5 – Оголовок и сжатое сечение

Определяю критическую глубину:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_{осн.р.}^2}{g \cdot (B + \sum \delta_0)^2}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 1027^2}{9,81 \cdot (20)^2}} = 6,66 \text{ м.} \quad (6.37)$$

Определяю полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА} = 355 - 292 = 63 \text{ м.} \quad (6.38)$$

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{63}{6,66} = 9,46 \text{ м.} \quad (6.39)$$

По графику [38, рис. 12.3, стр. 171] определяю глубину h_c в сжатом сечении и глубину h_c'' - второй сопряжённой со сжатой, в зависимости от величины ξ_{T_0} , определяю $\xi_c = 0,24$ и $\xi_{T_0}'' = 2,8$.

Отсюда, сопряжённые глубины:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,24 \cdot 6,66 = 1,60 \text{ м;} \quad (6.40)$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{кр} = 2,8 \cdot 6,66 = 18,65 \text{ м.} \quad (6.41)$$

Глубина в НБ при $Q_{осн.р.} = 1453 \text{ (м}^3/\text{с)}$, $h_{НБ} = 13,2 \text{ м}$, следовательно, прыжок отогнанный ($h_c'' > h_{НБ}$).

Отогнанный прыжок за плотиной не допускается, и проектируется сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка. Для этого необходимо

создать с нижним бьефом соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью гасителей энергии. Для плотин на скальном основании (аргиллит) высотой более 40 м (высота плотины $\nabla_{ГБ} - \nabla_{ДНА} = 361 - 292 = 72$ м) гашение энергии сбрасываемой воды осуществляют способом свободно отброшенной струи.

6.4.5 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи

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

Высота от дна, до носка:

$$a = h_{нб}^{max} + (1 - 2)м = 14,2 + 1,8 = 16,0 \text{ м}, \quad (6.42)$$

где $h_{нб}^{max} = 14,2$ м при $УНБ_{max} = 306,2$ м.

Отметка носка:

$$\nabla_{НОС} = \nabla_{ДНА} + a = 292,0 + 16,0 = 308,0 \text{ м}. \quad (6.43)$$

Скоростное падение (напор воды на носке):

$$Z_H = \nabla_{НПУ} - \nabla_{НОС} = 355,0 - 308,0 = 47,0 \text{ м}. \quad (6.44)$$

Скорость потока воды на носке:

$$V_H = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_H} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 47,0} = 27,33 \text{ м/с}, \quad (6.45)$$

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

Высота потока воды на носке:

$$h_H = \frac{q}{V_H} = \frac{46,85}{27,33} = 1,88 \text{ м}. \quad (6.46)$$

Число Фруда:

$$Fr = \frac{V_H^2}{g \cdot h_H} = \frac{27,33^2}{9,81 \cdot 1,88} = 40,53. \quad (6.47)$$

Дальность отлёта струи:

$$L = K_a \cdot Z_H \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{Z_0}{Z_H} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha}} \right), \quad (6.48)$$

где K_a - коэффициент аэрации, принимаю равным 1;
 α - угол наклона носка, принимаю равным 30° ;

$$Z_0 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБ} = 355,0 - 305,2 = 49,8 \text{ м.} \quad (6.49)$$

Таким образом:

$$L = 1 \cdot 47,0 \cdot 0,9^2 \cdot \sin 2 \cdot 30^\circ \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{49,8}{47,0} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0,9^2 \cdot \sin^2 30^\circ}} \right) =$$

$$= 56,2 \text{ м.}$$

Проверка для слабой скалы, должно выполняться условие:

$$L > 0,4 \cdot Z_0, \quad (6.50)$$

$$56,2 > 19,9.$$

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

Глубина размыва – яма:

$$H_p = t - h_{\text{НБ}}, \quad (6.51)$$

$$\text{где } t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{НБ}}}{d}} \cdot h_H, \quad (6.52)$$

d – средняя крупность отдельностей, в расчёте принята 1м.

Таким образом:

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot 40,53) \cdot \sqrt{40,53} \cdot \sqrt[4]{\frac{13,2}{1}} \cdot 1,88 = 28,16.$$

$$H_p = 28,16 - 13,2 = 14,96 \text{ м.}$$

Центр ямы:

$$L_1 = L + \frac{t}{tg\alpha_1}, \quad (6.53)$$

где
$$tg\alpha_1 = \sqrt{tg^2\alpha + \frac{2 \cdot g(0,5 \cdot h_H \cdot \cos\alpha + a - h_{НБ})}{V_H^2 \cdot \cos^2\alpha}}, \quad (6.54)$$

$$tg\alpha_1 = \sqrt{tg^2 30^\circ + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 1,88 \cdot \cos 30^\circ + 16,0 - 13,2)}{27,33^2 \cdot \cos^2 30^\circ}} = 0,46,$$

$$L_1 = 56,2 + \frac{28,16}{0,46} = 117,5 \text{ м.}$$

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

$$b_p = 2,5 \cdot h_{кр} + 3,7 \cdot H_p = 2,5 \cdot 6,66 + 3,7 \cdot 14,96 = 72,01 \text{ м.} \quad (6.55)$$

По дну яма размыва – примерно равна $2,5 \cdot h_{кр}$, где $h_{кр}$ – критическая глубина потока (6.56):

$$2,5 \cdot h_{кр} = 2,5 \cdot 6,66 = 16,65 \text{ м.} \quad (6.56)$$

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

6.4.6 Пропуск расходов через глубинные водосбросы

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

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

$$Q_{р.в.} = \frac{V_{пол.вдхр.}}{t_{сраб}} = \frac{(1,01 + 0,45) \cdot 10^9}{7 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} = 80,47 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (6.57)$$

Пропускная способность при незатопленном выходном отверстии определяется по формуле:

$$Q = \mu \cdot \omega_{\text{во}} \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H_{\text{во}}}, \quad (6.58)$$

где Q – расход, сбрасываемый через отверстие;
 $H_{\text{во}}$ – напор над центром входного отверстия;
 $\omega_{\text{во}}$ – площадь выходного отверстия.

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

$$Q_{1 \text{ отв}} = \frac{Q_{\text{р.в.}}}{2} = 40,23 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.59)$$

Для того, чтобы определить $H_{\text{во}}$ нужно предварительно задаться высотой отверстия и отметкой нижней кромки глубинного водовыпуска. Предварительно принимаем высоту отверстия $h=1$ м, тогда нижняя отметка донного отверстия 296,5 м. отметка над центром выходного отверстия.

$$\nabla_{\text{ЦВО}} = 296,5 + \frac{h}{2} = 297,0 \text{ м}. \quad (6.60)$$

Напор над центром выходного отверстия

$$H_{\text{во}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ЦВО}} = 355,0 - 297,0 = 58,0 \text{ м}. \quad (6.61)$$

Площадь выходного отверстия при известном расходе будет равна:

$$\omega_{\text{во}} = \frac{Q_{1 \text{ отв}}}{\mu \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H_{\text{во}}}} = \frac{40,23}{0,8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 58,0}} = 1,49 \text{ м}^2. \quad (6.62)$$

Так как высота отверстия 2 м, тогда ширина будет равна:

$$\omega_{\text{во}} = \frac{Q_{1 \text{ отв}}}{\mu \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H_{\text{во}}}} = \frac{40,23}{0,8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 58,0}} = 1,49 \text{ м}^2. \quad (6.63)$$

$$b = \frac{\omega_{\text{во}}}{h} = \frac{1,49}{1} = 1,49 \text{ м}. \quad (6.64)$$

Округлим до 2 м.

Тогда площадь поперечного сечения отверстия окончательно будет равна

$$\omega_{\text{во}} = b \cdot h = 2 \cdot 1 = 2 \text{ м}^2. \quad (6.65)$$

Исходя из расчета получаем 2 водосбросных сооружения $h=1$ м, $b=2$ м.

6.5 Конструирование бетонной плотины

6.5.1 Определение ширины подошвы плотины

Гравитационные бетонные плотины на скальном основании (аргиллит) конструируют, как правило, с вертикальной напорной гранью и без фундаментальной плиты, так как несущая способность скального основания достаточно высокая. По этим причинам оптимальный теоретический профиль такой плотины – прямоугольный треугольник с вершиной на отметке НПУ.

Заложение низовой грани можно принять равным $m=0,67 \div 0,7$.

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 355,0 - 289,0 = 66,0 \text{ м.} \quad (6.66)$$

Отметка подошвы плотины равна:

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - (\delta_{\text{б}} + (2 \div 3)), \quad (6.67)$$

где $\delta_{\text{б}} = 0, \nabla_{\text{дна}} = 292,0 \text{ м.}$

Определим отметку подошвы плотины:

$$\nabla_{\text{под}} = 292,0 - 3 = 289,0 \text{ м}$$

$$B_n = 0,7 \cdot h = 0,7 \cdot 66,0 = 46 \text{ м.} \quad (6.68)$$

6.5.2 Разрезка плотин швами

Плотина разрезается по длине постоянными швами на отдельные секции. Ширина секции:

$$b_c = b + \delta_{\text{в}}, \quad (6.69)$$

где b_c – ширина секции с учетом разрезного быка,
 b – ширина пролета в свету,
 $\delta_{\text{в}}$ – толщина быка с учетом разрезки сквозным продольным швом.

$$b_c = 8 + 4 = 12 \text{ м.}$$

6.5.3 Быки

Оголовок быка выполняется полукруглым для лучшего обтекания потоком. Толщину разрезного быка принимаем 4 м (пункт 2.1.1). Ширина быка по гребню 26 м для обеспечения проезда транспорта и для размещения подъемных механизмов.

6.5.4 Устои

Применим 1 отдельный устой для отделения водосливной плотины от здания ГЭС.

6.5.5 Галереи в теле плотины

По высоте плотины продольные галереи располагаем через 15 м, одну из них проектируем выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотины.

Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания и строительных швов плотины, создания и восстановления вертикального дренажа, следует принимать минимальными, но при этом обеспечивающими провоз и работу бурового, цементационного и другого оборудования. Примем галереи шириной – 3,5 м, высотой – 4 м. Расположены на отметке 292,0 м.

Галереи, предусмотренные для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций назначаем шириной – 1,25 м, высотой – 2 м. Расположены на отметках 304,0; 319,0; 334,0 м.

6.5.6 Дренаж тела бетонных плотин

Вдоль напорной грани предусматриваем вертикальные дренажи, которые имеют выходы в продольные галереи. Диаметр вертикальных дренажных скважин принимаем 15 см, расстояние между осями дрен 2 м.

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа $a_{др}$ необходимо принимать не менее минимально допустимого, которое равно 2 м, и при соблюдении следующего условия:

$$a_{др} \geq \frac{H_{max} \cdot \gamma_n}{J_{cr.m}} = \frac{63 \cdot 1,25}{25} = 3,15 \text{ м}, \quad (6.70)$$

где γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения, для второго класса принимается равным 1,25;

$J_{cr.m}$ – критический средний градиент напора для бетона плотины;

H_{max} – напор над расчетным сечением:

$$H_{max} = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНО} = 355 - 292 = 63 \text{ м}. \quad (6.71)$$

Таким образом, $a_{др}$ принимается равным 3,8 м, что удовлетворяет условию $a_{др} \geq 3,15 \text{ м}$.

6.5.7 Расчёт цементационной завесы

6.6. Схема цементной завесы и дренажных скважин представлена на рисунке

Геометрические данные цем. завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1) \cdot B = 0,1 \cdot 46 = 4,6 \text{ м}, \quad (6.72)$$

где B - ширина подошвы плотины.

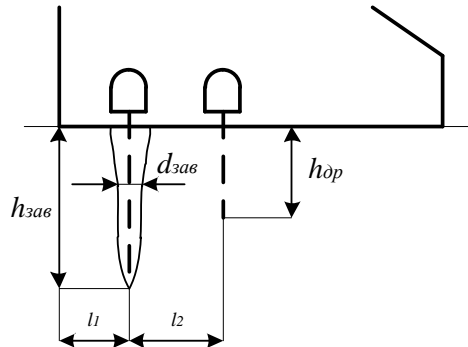


Рисунок 6.6 – Схема цементной завесы и вертикального дренажа

Расстояние l_2 принимается конструктивно, $l_2 = 7,5$ м.

Глубина цементной завесы:

$$h_{зав} = (0,5 \div 0,8) \cdot H = 0,55 \cdot 60,9 \approx 32 \text{ м}. \quad (6.73)$$

Принимаю расстояние между цементационными скважинами 2 метра.

Толщина цементной завесы:

$$\delta_{зав} = \frac{\Delta H}{J_{кр}} \cdot \gamma_n, \quad (6.74)$$

$$\text{где } \Delta H = (\text{НПУ} - \text{УНБвхк}) \cdot 0,6 = (355,0 - 294,1) \cdot 0,6 = 36,54 \text{ м}, \quad (6.75)$$

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

$\gamma_n = 1,25$ коэффициент надёжности по ответственности сооружения для I класса сооружения.

Таким образом:

$$\delta_{зав} = \frac{36,54 \cdot 1,25}{15} = 3,0 \text{ м} - 1 \text{ ряд ц. з.}$$

Глубина дренажа:

$$h_{др} = 0,5 \cdot h_{зав} = 0,5 \cdot 32 \approx 16 \text{ м.} \quad (6.76)$$

Диаметр дренажных скважин принимаю 0,2 м, расстояние между ними 3 метра.

Через дренажные скважины фильтрующуюся воду выводят в цементационную или дренажную галерею, а отвод воды в НБ осуществляют насосами.

Доли напора для плотин с цементационной завесой $H_{ас}/H_d=0,4$, а для дренажа $H_{др}/H_d=0,2$.

6.5.8 Расчёт фильтрации

Фильтрация на скальном основании принимается по [39], схема представлена на рисунке 6.7.

Геометрические параметры эпюры фильтрации:

Напор на сооружении:

$$H_d = \nabla_{НПУ} - \nabla_{УНБ} = 355,0 - 294,1 = 60,9 \text{ м.} \quad (6.77)$$

Для плотин I класса с цементационной завесой:

$$\frac{H_{ас}}{H_d} = 0,40; \quad (6.78)$$

$$\frac{H_{др}}{H_d} = 0,20; \quad (6.79)$$

$$H_{ас} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 60,9 = 24,36 \text{ м;} \quad (6.80)$$

$$H_{др} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 60,9 = 12,18 \text{ м.} \quad (6.81)$$

$$H_t = 5,1 \text{ м.}$$

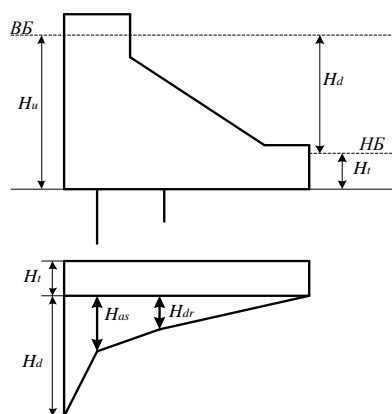


Рисунок 6.7 – Фильтрация на скальном основании

6.6 Статические расчёты плотины

Расчёты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняют для основного сочетания нагрузок и воздействий. В состав основного сочетания входят нагрузки постоянные, временные, длительные и кратковременные. Нагрузки и воздействия должны приниматься в наиболее неблагоприятных, но возможных, сочетаниях отдельно для строительного и эксплуатационного периодов.

6.6.1 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCad.

$$S_{\text{пл}} = 2017,89 \text{ м}^2,$$

$$S_{\delta} = 2518,15 \text{ м}^2.$$

Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\delta}}{b + \delta_{\delta}} = \frac{2017,89 \cdot 8 \cdot 9,81 \cdot 2400}{8 + 4} = 31672,80 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.82)$$

Точка приложения равнодействующей силы $G_{\text{пл}}$ также была определена с помощью приложения AutoCad.

$$Y_{\text{пл}} = 5,9 \text{ м.}$$

Вес быка и точку его приложения определяю аналогичным образом:

$$G_{\delta} = \frac{S_{\delta} \cdot \delta_{\delta} \cdot g \cdot \rho_{\delta}}{b + \delta_{\delta}} = \frac{2518,15 \cdot 4 \cdot 2400 \cdot 9,81}{8 + 4} = 19762,44 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.83)$$

$$Y_{\delta} = 7,59 \text{ м.}$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g = 0,055 \cdot 96,8 \cdot \sqrt{96,8} \cdot 9,81 = 513,86 \text{ кН.} \quad (6.84)$$

$$\text{где } f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (356,6 - 345 + 0,5) \cdot 8 = 96,8 \text{ м}^2, \quad (6.85)$$

Таким образом:

Вес затвора приводится к 1 п.м:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{513,86}{8 + 4} = 42,82 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.86)$$

6.6.2 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:
- с верхнего бьефа НПУ:

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot H_B^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 66^2}{2} = 21366,18 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.87)$$

где $H_B = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 355,0 - 289,0 = 66 \text{ м}, \quad (6.88)$

- с нижнего бьефа НПУ:

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot H_H^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 5,1^2}{2} = 127,58 \text{ кН/м}, \quad (6.89)$$

где $H_H = \nabla_{\text{УНБ}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 294,1 - 289,0 = 5,1 \text{ м}. \quad (6.90)$

6.6.3 Сила взвешивающего и фильтрационного давления

Сила фильтрационного давления:

$$W_\phi = 1000 \cdot 9,81 \cdot 539,6 = 5293,48 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

Эпюра взвешивающего давления принимается в виде прямоугольника от минимального уровня нижнего бьефа до подошвы при основном случае и от максимального уровня нижнего бьефа до подошвы для поверочного случая.

Ординаты эпюр определим, как:

$$p_{\text{ВЗВ}} = \rho_w \cdot g \cdot (\nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{ПОД}}) = 1000 \cdot 9,81 \cdot 5,1 = 50,03 \text{ кН}. \quad (6.91)$$

Сила взвешивающего давления равна площади эпюры взвешивающего давления для данного расчетного случая.

$$W_{\text{ВЗВ}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{ЭП}}^{\text{ВЗ}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 234,60 = 2301,43 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.92)$$

6.6.4 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань можно определить по формуле:

$$p_H = \gamma_H \cdot h_H \cdot \tan^2 \left(45 - \frac{\varphi_H}{2} \right) = 13 \cdot 5 \cdot \tan^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 31,85 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \quad (6.93)$$

где $\gamma_H = 13 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;
 h_H – толщина слоя наносов, принимаемая от уровня дна.

$$h_H = \nabla_{\text{заил}} - \nabla_{\text{дна}} = 297,0 - 292,0 = 5,0 \text{ м}. \quad (6.944)$$

где $\varphi_H = 20^\circ$ – угол внутреннего трения наносов.
 Равнодействующая давления наносов на 1 п.м:

$$E_H = \frac{h_H \cdot p_H}{2} = \frac{5 \cdot 31,85}{2} = 79,63 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.95)$$

Давление грунта:

$$p'_{\text{гр}} = \gamma_H h_H \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) = 13 \cdot 5 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{35}{2} \right) - 2 \cdot 70 \cdot tg \left(45 - \frac{35}{2} \right) = -55,24 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (6.96)$$

где c – сцепление грунта, 70 кН/м^2 ;
 Удельный вес взвешенного грунта:

$$\gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} = \gamma_{\text{гр}} - (1 - n_0) \gamma_w = 19,5 - (1 - 0,38) \cdot 9,81 = 13,3 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}, \quad (6.97)$$

где $\gamma_{\text{гр}}$ – удельный вес сухого грунта равный $19,5 \text{ кН/м}^3$;
 n_0 – пористость сухого грунта, $0,38$;
 γ_w – удельный вес воды, $9,81 \text{ кН/м}^3$

Давление в точке на нижней границе слоя грунта, где действуют и вес наносов, и вес грунта:

$$\begin{aligned} p''_{\text{гр}} &= (\gamma_H h_H + \gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} h_{\text{гр}}) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) = \\ &= (13 \cdot 5 + 13,3 \cdot 3) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{35}{2} \right) - 2 \cdot 70 \cdot tg \left(45 - \frac{35}{2} \right) = \\ &= -44,44 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \end{aligned} \quad (6.98)$$

где $h_{\text{гр}}$ – толщина грунта, 3 м .

Равнодействующая активного давления грунта на 1 п. м. длины плотины:

$$E_{ав} = \frac{p'_{гр} + p''_{гр}}{2} \cdot h_{гр} = \frac{-55,24 - 44,44}{2} \cdot 3 = -149,53 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.99)$$

Так как значение активного давления по результатам расчетов получилось отрицательным, то в дальнейших расчетах активное давление грунта учитываться не будет.

Пассивное давление грунта основания на плотину со стороны нижнего бьефа определяется по формулам:

$$P'_{пн} = 0.$$

$$\begin{aligned} P''_{пн} &= [\gamma_{гр}^{взв} \cdot h_{гр}] \cdot tg^2 \left(45 + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) + 2C \cdot tg \left(45 + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) = \\ &= [(13,3 \cdot 3)] tg^2 \left(45 + \frac{35}{2} \right) + 2 \cdot 70 \cdot tg \left(45 + \frac{35}{2} \right) = 415,42 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \end{aligned} \quad (6.100)$$

Равнодействующая пассивного давления грунта на 1 п.м длины плотины соответствует площади эпюры пассивного давления грунта:

$$E_{пн} = \frac{(P'_{пн} + P''_{пн})}{2} \cdot h_{гр} = \frac{0 + 415,42}{2} \cdot 3 = 623,12 \text{ кН/м}. \quad (6.101)$$

6.6.5 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления при основном и поверочном случаях может быть определена упрощенно по формуле А.Л.Можевитинова.

Для основного случая:

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 0,81^2}{7,93} = 0,26 \text{ м}. \quad (6.102)$$

$$\begin{aligned} W_{волн} &= \frac{1}{2} \cdot \rho_0 \cdot g \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = \\ &= \frac{1}{2} \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 0,81 \cdot \left(\frac{7,93}{3,14} + \frac{0,26}{2} \right) = 10,57 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \end{aligned} \quad (6.103)$$

Плечо силы $W_{волн}$ относительно уровня покоя ВБ:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{7,93}{6,28} - \frac{3}{8} \cdot 0,81 = 1,0. \quad (6.104)$$

6.7 Расчет прочности плотины

Расчёт прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Расчёт плотины будем вести без учёта температурных воздействий. Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Таким образом, в результате расчёта определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности.

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

Для удобства расчёта составлю таблицу 6.3, в которую внесу все нагрузки, умноженные на коэффициент надёжности по нагрузке.

Точки приложения равнодействующих всех сил рассчитаны с помощью программы AutoCad.

Таблица 6.3 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	γ_f	Направление силы	Основной случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
Tв	1,00	→	21366,18	22,00	470055,96
Tн	1,00	←	127,58	-1,70	-216,88
Gб	0,95	↓	18774,32	-7,59	-142497,08
Gпл	0,95	↓	30089,16	-5,90	-177526,05
Wвзв	1,00	↑	2301,43	0,00	0,00
Wф	1,00	↑	5293,48	11,32	59922,15
Qз	0,9	↓	38,54	-20,25	-780,42
W _{волн}	1,00	→	10,57	65,00	687,80
E _н	1,20	→	95,55	4,67	445,90
E _п	0,80	←	498,50	-0,50	-249,25
F		← →		21344,73	
N		↓↑		41307,12	
M		Σ		209842,11	

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

1) Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b} + \frac{6 \cdot \sum M}{b^2} = -\frac{41307,12}{46,0} + \frac{6 \cdot 209842,11}{46,0^2} = -302,97 \text{ кН/м}^2 \quad (6.105)$$

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

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -9,81 \cdot 66,0 = -647,46 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (6.106)$$

где $\gamma_w = 9,81 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес воды,

$$H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 355,0 - 289,0 = 66,0 \text{ м}, \quad (6.107)$$

$$m_u = \text{tg} \alpha_1, \quad (6.108)$$

где α_1 – угол между напорной гранью и вертикалью, т.к. у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то $\text{tg} \alpha_1 = 0$.

Касательные напряжения у верховой грани определяются по формуле (6.110):

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0 \text{ кПа}. \quad (6.109)$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u (1 + m_u^2) + \gamma_w H_d^u m_u^2 = -302,97 \text{ кПа}. \quad (6.110)$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w H_d^u = -9,81 \cdot 66,0 = -647,46 \text{ кПа}. \quad (6.111)$$

2) Для низовой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальным площадкам:

$$\begin{aligned} \sigma_y^t &= -\frac{N}{B_{\text{п}}} - \frac{6 \sum M}{B_{\text{п}}^2} = -\frac{41307,12}{46,0} - \frac{6 \cdot 209842,11}{46,0^2} = \\ &= -1493,00 \text{ кПа}, \end{aligned} \quad (6.112)$$

Нормальное напряжение по вертикальным площадкам:

$$\begin{aligned} \sigma_x^t &= \sigma_y^t m_t^2 - \gamma_w H_d^t \cdot (1 - m_t^2) - 1493,00 \cdot 0,7^2 - 9,81 \cdot 5,1 \cdot \\ &\cdot (1 - 0,7^2) = -756,57 \text{ кПа}, \end{aligned} \quad (6.113)$$

$$H_d^t = \nabla \text{УНБ}(Q_{\text{НПУ}}) - \nabla \text{ПОД} = 294,1 - 289,0 = 5,1 \text{ м}. \quad (6.114)$$

Касательные напряжения у низовой грани:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(9,81 \cdot 5,1 - 1493,00) \cdot 0,7 = 1009,71 \text{ кПа.} \quad (6.115)$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w H_d^t m_t^2 = -1493,00 \cdot (1 + 0,7^2) + 9,81 \cdot 5,1 \cdot 0,7^2 = -2199,54 \text{ кПа.} \quad (6.116)$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\sigma_1^t = -\gamma_w H_d^t = -9,81 \cdot 5,1 = -50,03 \text{ кПа.} \quad (6.117)$$

Расчет краевых напряжений представлен в таблице 6.4

Таблица 6.4 – Краевые напряжения, действующие на плотину

Напряжение	Основной случай	
	Напорная грань	Низовая грань
σ_y	-302,97	-1493,00
σ_x	-647,46	-756,57
τ_{xy}	0	1009,71
σ_1	-302,97	-50,03
σ_3	-647,46	-2199,54

6.7.1 Критерии прочности плотины и её обоснования

На данном этапе производится проверка расчетов напряжений для основного сочетания нагрузок исходя из следующих условий:

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.118)$$

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

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок, для основного расчётного случая $\gamma_{lc} = 1,00$;

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

$$R_b \geq \frac{\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3|}{\gamma_{cd}}. \quad (6.119)$$

Исходя из данного условия, предварительно принимается класс бетона В10 с расчетным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 7,5$ МПа. Таким образом:

$$1,25 \cdot 1 \cdot |-2199,92| \leq 7500 \cdot 0,9,$$

$$2749,90 \text{ кПа} \leq 6750 \text{ кПа}.$$

Условие выполняется.

2. На верховой грани не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0.$$

В данной работе $\sigma_y^u = -302,71$ кПа, следовательно, условие выполнено.

3. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u; \quad (6.120)$$

$$302,71 \text{ кПа} \geq 165,0 \text{ кПа}$$

Проектируемая плотина удовлетворяет всем критериям прочности.

6.8 Обоснование устойчивости плотины

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

Основное сочетание нагрузок:

При поступательной форме сдвига плотина будет устойчива, если выполняется условие:

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.121)$$

$$\begin{aligned} R &= (G_{пл} + G_B - W_{взв} - W_{\phi} + Q_3) \cdot \tan \varphi + c \cdot \omega = \\ &= (30089,16 + 18774,32 - 2301,43 - 5293,48 + 38,54) \cdot \\ &0,6 + 70 \cdot 46,0 + 0,7 \cdot 498,50 = 28353,22 \text{ кН/м}, \end{aligned} \quad (6.122)$$

где $\tan\varphi = 0,6$ – внутреннее трение для грунта основания (осадочный грунт - аргиллит) [37];

$c = 70$ кН/м² – сцепление для скалы [37];

$\omega = B_n \cdot 1 = 46,0$ м² – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

Сдвигающая сила:

$$F = T_v - T_n + W_{\text{волн}} + E_n = 21366,18 - 127,58 + 10,57 + 95,55 = 21344,73 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.123)$$

Таким образом, условие на сдвиг:

$$\frac{28353,22 \cdot 0,95}{21344,73 \cdot 1,0} \geq 1,25,$$

$$1,26 \geq 1,25.$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости.

7 Пожарная безопасность. Охрана труда

7.1 Охрана труда

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций, территория и акватория, где они размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим Нормам технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций, Трудового кодекса, Санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию,

Государственным стандартам безопасности труда, Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, Правилам устройства электроустановок, Техническому регламенту о пожарной безопасности и Правилам противопожарного режима РФ и иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

Отступления от требований вышеперечисленных правил как при обслуживании действующего, так и вновь вводимого или реконструируемого оборудования не допускаются, за исключением введения новых нормативных актов по охране труда.

Основными задачами в области охраны труда, техники безопасности при эксплуатации оборудования и сооружений ГЭС является создание безопасных условий труда, обучение персонала безопасным приемам работ, приемам оказания первой помощи при несчастных случаях, выявление и устранение причин производственного травматизма, повышение культуры производства, разработка и осуществление организационно-технических и санитарно-гигиенических мероприятий по предупреждению и снижению производственного травматизма и заболеваемости.

На ГЭС организацию работы по технике безопасности, охране труда должен осуществлять руководитель организации, руководители подразделений и производственных участков. Названные лица, в соответствие со своими должностными инструкциями, обязаны обеспечить проведение организационных и технических мероприятий по созданию безопасных условий труда, инструктаж и обучение персонала безопасным методам работы и контроль выполнения правил техники безопасности.

Приказом руководителя ГЭС должно быть назначено лицо, ответственные за организацию практической работы и осуществляющие внутренний надзор за состоянием охраны труда и техники безопасности. Надзор за соблюдением правил по охране труда, технике безопасности персоналом гидроэлектростанций осуществляют: СОТ и ПК, уполномоченные по ОТ, а также органы государственной власти, уполномоченные в соответствующих областях деятельности.

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

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

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

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам выполнения работ, в том числе при проведении огневых работ, пройти проверку знаний и иметь документ о праве проведения этих работ. Электроустановки гидроэлектростанций должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда, и быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами.

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

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

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

В техническую документацию по эксплуатации и техническому обслуживанию основного гидротурбинного оборудования и механической части гидрогенераторов, включая вспомогательное оборудование; по эксплуатации ГТС; по техническому обслуживанию ГТС; по техническому обслуживанию напорных металлических и железобетонных трубопроводов; по обслуживанию механизмов затворов гидротехнических сооружений; по расчистке водных объектов и сооружений от сора; по пропуску половодных и паводковых расходов воды через сооружения; по опорожнению и наполнению водохранилища и

бьефа; по расчистке водохранилищ от наносов; на всех объектах ГЭС, выполняемых в зимний период; на объектах ГЭС, выполняемых под водой (водолазные работы); по обслуживанию иных объектов ГЭС, должны быть включены требования по безопасной организации работ и охране труда.

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

7.2 Пожарная безопасность

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в правилах пожарной безопасности, утвержденных МЧС России. В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции или другое лицо, назначенное приказом. ГЭС должны быть оборудованы установками пожарной сигнализации и системой оповещения и управления эвакуацией людей.

Руководитель ГЭС обязан:

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

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

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

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

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

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

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

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

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

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

Подготовка ИТР, рабочих и служащих Благовещенской гидроэлектростанции по пожарной безопасности состоит из следующих основных положений:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;

- проводимые в структурных подразделениях регулярные инструктажи, по вопросам пожарной безопасности;

- занятия по пожарно-техническому минимуму для соответствующих категорий персонала;

- проведение противопожарных тренировок;

- повышение квалификации в учебных центрах, а также при проведении семинаров и целевых конференций по противопожарной защите;

- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности.

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

Все лица, поступающие работать на Благовещенскую гидроэлектростанцию, либо принятые на временную работу, учащиеся и

студенты, проходящие производственную практику, должны пройти вводный инструктаж по пожарной безопасности.

На генераторах ГЭС устанавливаются защиты, которые автоматически с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора сигнализируют о наличии возгорания.

Пожаротушение осуществляется вручную. В качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода. Вблизи лобовых частей обмоток статора размещают дренчерные кольцевые трубопроводы, в которых выполнены отверстия со специальными насадками - дренчерами - ось которых направлена в сторону обмотки. Следует отметить, что при ложном срабатывании защиты или при длительной подаче воды происходит излишнее увлажнение изоляции, поэтому требуется достаточно высокая надежность работы этих устройств.

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

8 Охрана окружающей среды

Проектируемый Бурзянский гидроузел будет располагаться в Бурзянском районе, на реке Белая.

Среднегодовая температура воздуха в районе строительства составляет от -5°C до -15°C . Район расположен в области резко-континентального климата. Зима длится примерно 8 месяцев в году, и с декабря по февраль температуры могут опускаться ниже -60°C . Переходные сезоны выражены слабо: весна начинается в первой половине мая и заканчивается во второй половине июня, характеризуясь быстрым таянием снежного покрова; осень — со второй половины августа до второй половины сентября, когда образуется устойчивый снежный покров. Лето короткое — с конца июня по середину августа, и в течение лета погода может варьироваться от заморозков до жары: в отдельных случаях температура может превышать отметку в $+40^{\circ}\text{C}$. Район строительства Бурзянской ГЭС имеет таёжный характер, располагается на вечной мерзлоте. Светлохвойные леса, представленные лиственницей, сосной и елью, к северу сменяются лиственничным редколесьем. Основой нижнего яруса тайги являются мох и ягель, низкорослые цветковые растения - кустарники и травы, различные виды ив, брусника, голубика и другие виды растений. В водоёмах обитают 25 видов рыб из семейства осетровых, лососевых, хариусовых, окуневых, тресковых и карповых. Здесь обитают следующие животные: лось, северный дикий олень, сибирская кабарга, соболь, россомаха, заяц, песец, белка, белка-летяга, горностай, бурундук, ондатра, рысь, выдра, ласка, крот, хомяк, водяная крыса, пищуха. И птицы: глухарь, тетерев, рябчик, белая куропатка, гусь, множество различных видов уток, белая и полярная совы, чернозобая гагара, чайка, кукушка, мохноногий сыч, филин, ястребиная сова, кукушка, дятел, большой крохаль, кедровка, малый тундряной лебедь и лебедь-крикун.

При строительстве Бурзянского гидроузла выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- отсыпка перемычек;
- подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений;
- строительство поселка эксплуатирующего персонала.

В период строительства предусмотрены мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по минимизации воздействия на окружающую среду непосредственно от строительства.

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;

- подготовка ложа водохранилища, в том числе свodka леса и санация территории;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;
- образование и обращение с отходами;
- опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС;
- переселение населения из зоны затопления.

8.1 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Бурзянской ГЭС воздействие на окружающую среду будет оказываться:

- 1) Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
- 2) Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
- 3) Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;
- 4) На среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

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

1. Регулирование водным режимом водотока;
2. Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
3. Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;
4. При проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

В связи с тем, что на расстоянии 93,4 км вниз по течению от ГЭС находится населенный пункт, 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 Белая от сбросов Бурзянской ГЭС ниже по течению реки.

9 Технико-экономическое обоснование

9.1 Оценка объёмов реализации энергии и расходов

В данной части произведен расчёт основных экономических показателей, всех затрат и определение чистой прибыли. В результате произведённых расчётов проводится разбор проекта и делается вывод о целесообразности строительства гидроузла.

9.2 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Электроэнергия является товаром, который приобретают участники оптового рынка электроэнергии и мощности у генерирующих компаний, а участники розничного рынка у энергосбытовых компаний.

Объёмы продаж электроэнергии в прогнозный период представлены в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Оценка объёмов продаж электроэнергии в первые года эксплуатации

Год	2021	2022	2023	2024
Установленная мощность, МВт	162,5	300	300	300
Число часов использования установленной мощности	2383	2383	2383	2383
Выработка электроэнергии, МВт·ч	387237,5	714900	714900	714900
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	1	1	1	1
Расходы электроэнергии на собственные нужды, МВт·ч	3872,38	7149,0	7149,0	7149,0
Объем реализации электроэнергии, МВт·ч	383365	707751	707751	707751
Тариф на электроэнергию, руб./МВт·ч	876	970	1007	1042
Выручка от реализации электроэнергии, млн.руб.	30,99	59,39	61,46	63,52
НДС к выручке, млн. руб.	4,73	9,06	9,37	9,69

Вывод: динамика выручки положительная из-за роста тарифов на электроэнергию, согласно Единым сценарным условиям ПАО «РусГидро» 2017-2042 гг.

9.3 Текущие расходы на производство электроэнергии

Формирование текущих расходов выполняется на основании Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 г. №9) с учётом реализованной электроэнергии.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;

- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления рассчитываются, исходя из среднего срока службы основного оборудования.

Расходы по страхованию имущества принимаем в размере (от остаточной балансовой стоимости основных фондов) 0,08%. Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяем в расчёте на 1 МВт установленной мощности.

Период расчёта в программе 360 месяцев, период окупаемости 84 месяца.

Эксплуатационные расходы на уровне цен первого квартала 2020 года представлены в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс. руб./МВт	Сумма, млн. руб
Расходы на оплату труда	255,20	76,56
Прочие	274,00	8,22
Итого по ГЭС		84,78

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из стоимости активов. Удельные значения расходов на ремонт представлены в таблице 9.3.

Таблица 9.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этап проекта	1-5 год	5-15	16-25	Свыше 25
Величина, %	0,04	0,06	0,08	0,10

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитаны, исходя из тарифов без НДС, по нормативам Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» 2017-2042 гг. Расходы на услуги регулирующих организаций представлены в таблице 9.4.

Таблица 9.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка,	Сумма, млн. руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс. руб./МВт	4,06
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс. руб./МВт·ч	0,78
ЦФР (центр финансовых расчётов)	0,000318 тыс. руб./МВт·ч	0,23
Итого		5,07

Налог на воду, в соответствии с налоговым кодексом РФ для реки Белая-река, составляет 4,8 рублей за 1 тыс. кВт·ч электроэнергии.

Текущие затраты по гидроузлу с 2020 г. по 2024 г. приведены в таблице 9.5.

Таблица 9.5 – Текущие затраты по гидроузлу

Год	2021	2022	2023	2024	2025
Амортизационные отчисления, тыс. руб.	44,24	65,21	65,21	65,21	65,21
Расходы на страхование, тыс. руб.	0,08	3,27	6,91	10,75	14,79
Эксплуатационные затраты, тыс. руб.	45,92	84,78	84,78	84,78	84,78
Расходы на ремонт производственных фондов, тыс. руб.	0,00	0,20	0,43	0,67	1,39
Расходы на услуги регулирующих компаний, тыс. руб.	2,75	5,07	5,07	5,07	5,07
Налог на воду, тыс. руб.	44,24	65,21	65,21	65,21	65,21
Итого, тыс. руб.	0,08	3,27	6,91	10,75	14,79

Величина текущих затрат представлена на рисунке 9.1.

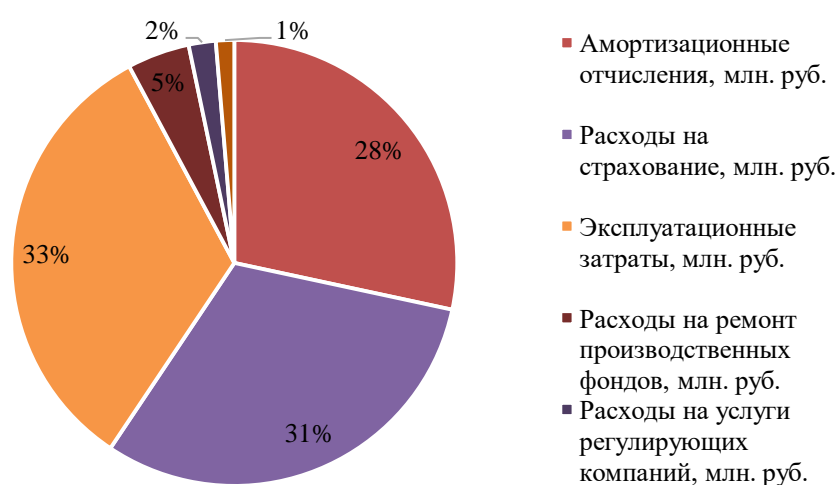


Рисунок 9.1 – Структура текущих затрат

Вывод: основную часть текущих затрат составляют эксплуатационные затраты (33%), расходы на услуги регулирующих компаний (31%) и амортизационные отчисления (28%).

9.4 Налоговые расходы

Налоговые расходы являются крупной статьей оттоков денежных средств после завершения проектируемой ГЭС. Значительная их часть отчисляется в региональный бюджет. Существует возможность введения льготного периода, что существенно повлияет на показатели эффективности проектируемого объекта.

Учитываем следующие налоги:

- НДС – 18 % от добавленной стоимости;
- взносы в социальные фонды – 34 % от фонда оплаты труда;
- налог на имущество – 2,2 % от среднегодовой стоимости имущества;
- налог на прибыль – 20% от налогооблагаемой прибыли;
- налог на воду на 1 тыс. кВт·ч – 4,8 руб.

Налог на воду входит в текущие затраты и представлен в разделе 8.1.2.

Предполагаемые налоговые расходы с начала реализации проекта представлены в таблице 9.6.

Таблица 9.6 – Налоговые расходы

Год	2021	2022	2023	2024	2025
Налог на прибыль, млн. руб.	23,70	103,43	108,79	115,13	120,28
НДС, млн. руб.	51,09	134,17	138,71	144,15	148,51
Взносы в социальные фонды, млн. руб.	19,82	21,32	21,32	21,32	21,32
Налог на имущество, млн. руб.	25,09	48,21	46,58	44,95	43,32
Водный налог, млн. руб.	1,57	3,43	3,43	3,43	3,43
Итого, млн. руб.	23,70	103,43	108,79	115,13	120,28

Структура налогов представлена на рисунке 9.2.

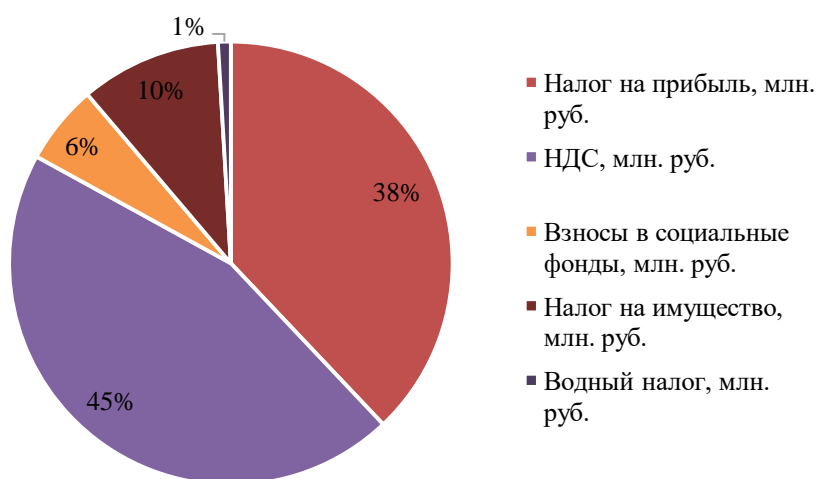


Рисунок 9.2 – Структура налогов, %

Вывод: основную часть налоговых затрат составляют НДС (45%) и налог на прибыль (38%), что связано с дорогим оборудованием на ГЭС.

9.5 Оценка суммы прибыли

Прибыль является одним из важных показателей финансовых результатов деятельности генерирующей компании и в целом представляет разницу между ценой электроэнергии и её себестоимостью.

Основная производственная деятельность проектируемой ГЭС отображается в «Отчёте о прибылях и убытка». В отчёте определяются и указываются следующие показатели: валовая прибыль, налогооблагаемая прибыль, размеры выплат по налогам, чистая прибыль.

Годовая прибыль представлена в таблице 9.7.

Таблица 9.7 – Годовая прибыль в первые года эксплуатации

Год	2021	2022	2023	2024	2025
Выручка (нетто), млн. руб.	2021	2022	2023	2024	2025
Текущие расходы, млн. руб.	351,1	672,9	695,5	723,1	744,3
Валовая прибыль, млн. руб.	94,6	162,0	165,8	169,9	174,7
Скорректированный налог на прибыль, млн. руб.	256,6	511,0	529,6	553,1	569,7
Чистая прибыль, млн. руб.	4,28	8,52	8,83	9,22	9,49
Ставка налога на прибыль, %	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0

Динамика чистой прибыли представлена на рисунке 9.3.



Рисунок 9.3 – График чистой прибыли

Вывод: чистая прибыль возрастает постепенно, по мере ввода в эксплуатацию оборудования ГЭС и роста выработки электроэнергии.

Анализ денежных потоков с указанием укрупненных этапов реализации проекта представлен на рисунке 9.4.

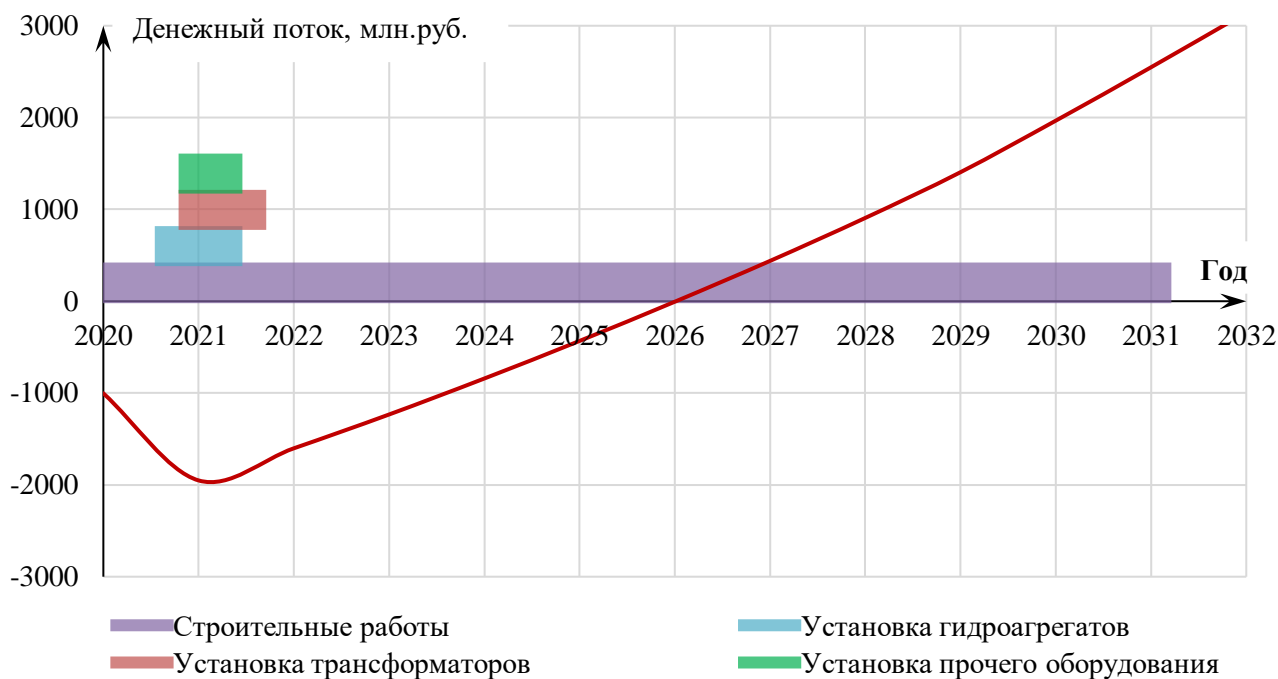


Рисунок 9.4 – Анализ денежных потоков с указанием укрупненных этапов реализации проекта

Вывод: так как оборудование – это основные расходы, то во время его установки наблюдается минимум денежного потока (2021-2022 года). После этого денежный поток возрастает, и в начале 2026 года становится положительным (видна точка безубыточности).

9.6 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учётом условий Заказчика (Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 – «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»)

9.6.1 Методология и исходные данные, оценка инвестиционного проекта

Для целей финансово-экономического моделирования приняты следующие предпосылки:

- период прогнозирования составляет 30 лет.
- используемая финансовая модель отражает реальную ситуацию, сложившуюся к настоящему моменту на российском рынке.

Предполагается, что в течение времени реализации проекта не будет происходить глобальных изменений существующих правил и законов.

В расчётах под доходами понимается выручка от реализации электроэнергии и мощности станции.

В расчётах общественной эффективности под расходами понимались все затраты, необходимые для реализации инвестиционного проекта строительства Забайкальской ГЭС, в коммерческой эффективности – затраты участников, реализующих инвестиционный проект строительства ГЭС.

Рост тарифа на электроэнергию принят в соответствии с ЕСУ, разработанными ПАО «РусГидро».

Для определения влияния результатов осуществления проекта на бюджет рассчитан чистый дисконтированный доход бюджета.

9.6.2 Показатели коммерческой эффективности проекта

Цель проведения расчётов коммерческой эффективности проекта, сводится к определению показателей эффективности инвестиций.

Доходная часть формируется от продажи электроэнергии. Под расходами понимаются кредитные и собственные средства ПАО «РусГидро», реализующего инвестиционный проект строительства Бурзянской ГЭС.

Основные показатели эффективности реализации проекта представлены в таблице 9.8.

Таблица 9.8 – Показатели эффективности реализации проекта

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования, %	11,60
Дисконтированный период окупаемости – DPB, мес.	84
Чистый приведённый доход – NPV, млрд. руб.	16,96
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,81
Себестоимость эл. энергии, руб./кВт·ч	0,56
Удельные капиталовложения, долл./кВт	1026

Вывод: проект можно считать эффективным, так как за 84 месяца, индекс прибыльности больше 1 при ставке дисконтирования 11,6%.

9.6.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений, величина которых представлена в таблице 9.9.

Таблица 9.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты в первые года эксплуатации

Наименование	2021	2022	2023	2024	2025
В федеральный бюджет, млн. руб.	96,18	262,36	272,25	284,03	293,55
В региональный бюджет, млн. руб.	25,20	48,34	46,71	45,08	43,45
Итого налоговых поступлений, млн. руб.	121,38	310,69	318,96	329,10	336,99

Вывод: налоговые поступления увеличиваются из-за повышения выручки от реализации электроэнергии.

9.7 Анализ рисков инвестиционных проектов

Наиболее значимы для проекта рыночные, капитальные и операционные риски. Соответствующие основные параметры финансовой модели перечисленным рискам приведены в таблице 9.10.

Таблица 9.10 – Риски и соответствующие параметры финансовой модели

Риск	Параметры финансовой модели
Рыночный	Объём продаж
Капитальный	Капитальные затраты
Операционный	Операционные расходы

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности – метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

В данном разделе проведён анализ чувствительности величины прогнозного тарифа к изменениям:

- а) Ставка налогов;
- б) Цена сбыта;
- в) Ставка дисконтирования.

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно. На рисунке 9.5 представлен график зависимости суммы PI от изменения ставки налогов.

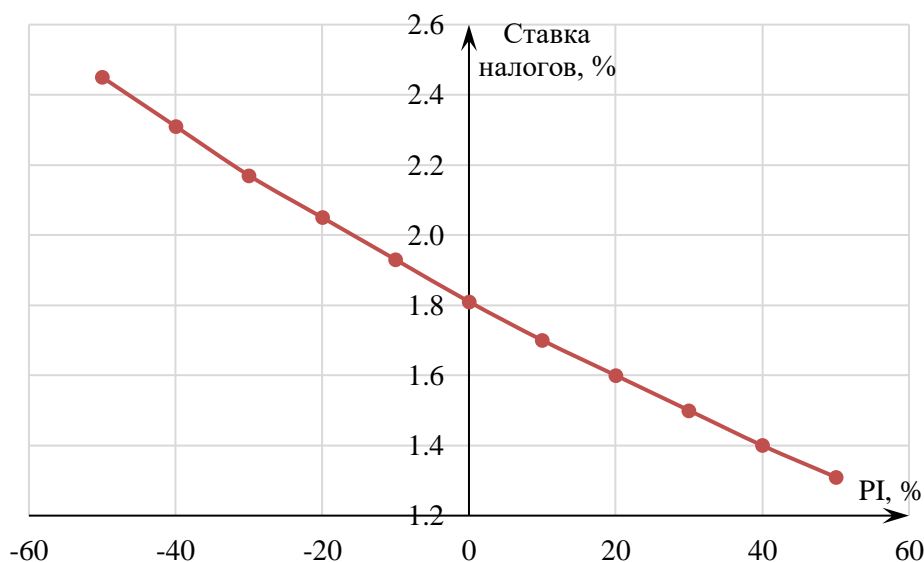


Рисунок 9.5 – Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов

Вывод: увеличение ставки налогов приводит к понижению индекса доходности. Налоги растут, значит доходы проекта уменьшается, так как деньги идут на оплату налогов.

На рисунке 9.6 представлен график изменения индекса прибыльности (PI) от изменения цены сбыта.

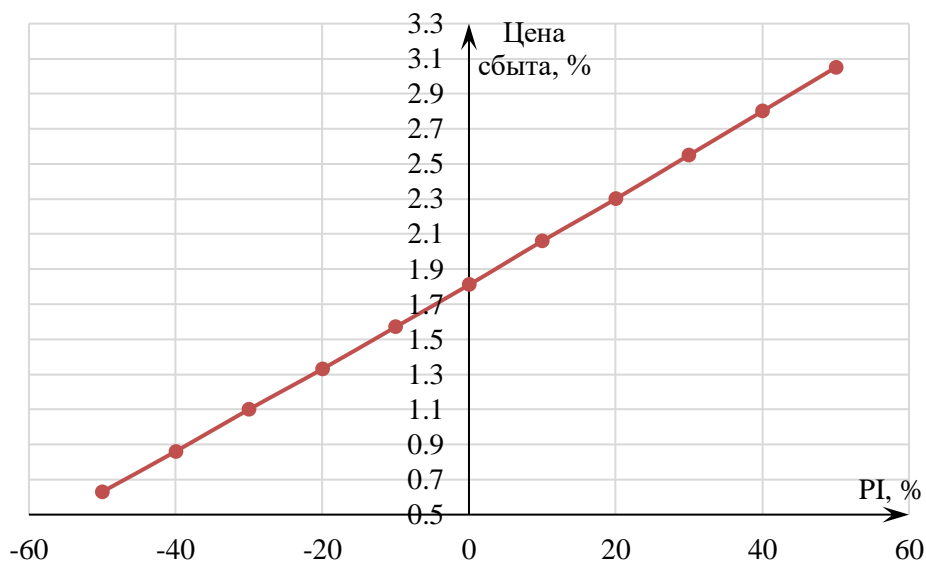


Рисунок 9.6 – Изменение индекса прибыльности (PI) от изменения цены сбыта

Вывод: при увеличении цены сбыта электроэнергии, доход проекта растёт, так как растут денежные поступления в проект.

На рисунке 9.7 представлен график изменения индекса прибыльности (PI) от изменения ставки дисконтирования.

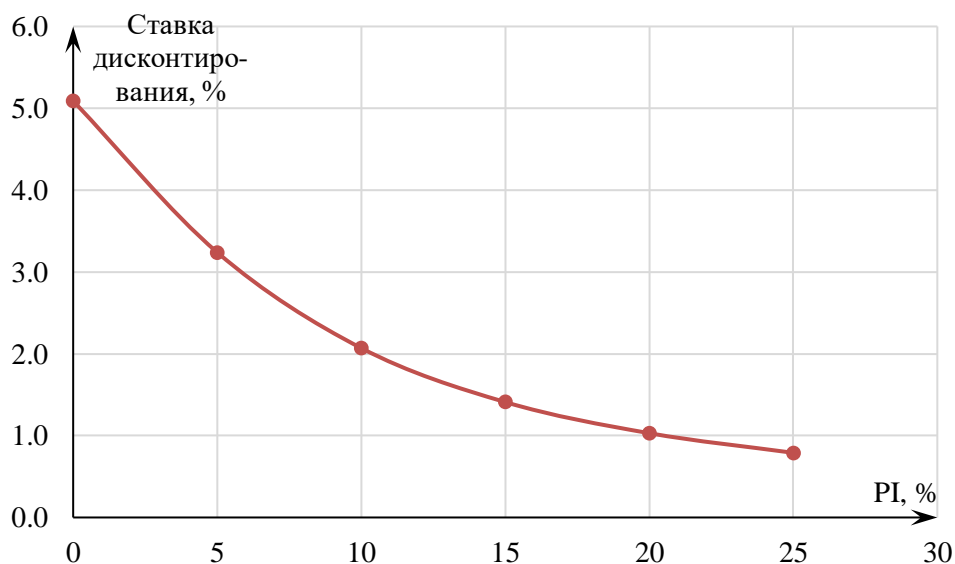


Рисунок 9.7 – Изменение индекса прибыльности (PI) от изменения ставки дисконтирования

Вывод: при росте ставки дисконтирования идёт уменьшение прибыли, так как с увеличением ставки дисконтирования идёт пересчёт будущих доходов в единую стоимость.

10 Надежность и безопасность

10.1 Эксплуатация тепло- и гидроэлектростанций. Безопасность и надёжность энергообъектов

Безопасность — состояние защищённости жизненно важных интересов личности, общества, государства от внутренних и внешних угроз, либо способность предмета, явления или процесса сохраняться при разрушающих воздействиях.

Надёжность — свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных условиях применения, технического обслуживания, хранения и транспортирования.

В производственных системах, в том числе электроэнергетике, необходимо иметь численные меры надёжности. Под надёжностью понимают вероятность того, что устройство или система будут в полном объеме выполнять свои функции в течение заданного промежутка времени или при заданных условиях работы.

Осуществляется в строгом соответствии с требованиями законодательства и нормативных технических стандартов в области промышленной безопасности опасных производственных объектов и безопасности гидротехнических сооружений на всех объектах Компании.

Компании Группы РусГидро являются системообразующими и оказывают существенное воздействие на состояние промышленной и энергетической безопасности отрасли, являются залогом надежного и бесперебойного электроснабжения потребителей.

Обеспечение надежного и безопасного функционирования энергетических объектов является стратегическим переходящим приоритетом для Компании и входит в число десяти наиболее существенных аспектов. С учетом потенциальных рисков и возможных воздействий данный аспект имеет существенное экономическое, экологическое и социальное значение для самого широкого круга заинтересованных лиц, включая производственно-промышленный персонал Компании и местные сообщества.

Под «надежностью» понимается способность оборудования и гидротехнических сооружений функционировать в течение срока службы с сохранением заданных параметров.

Под «безопасностью» понимается обеспечение условий, при которых отсутствует недопустимый риск, связанный с причинением вреда здоровью людей, имуществу физических и юридических лиц, государственному и муниципальному имуществу и окружающей среде.

10.2 Система надзора за безопасностью ГТС ПАО «РусГидро»

Эффективность контроля безопасности и надежности функционирования действующих активов достигается двойной системой контроля: внутренней – за счет производственного контроля соблюдения требований промышленной и профессиональной безопасности на опасных производственных объектах и внешней – со стороны органов государственного надзора.

Система надзора включает:

- ведение постоянных наблюдений за строящимися и эксплуатируемыми гидротехническими сооружениями в целях оценки и диагностики их технического состояния;
- контроль за соблюдением норм и правил по эксплуатации, строительству и ликвидации гидротехнических сооружений;
- своевременное выявление и устранение повреждений и аварийных ситуаций;
- выполнение планово-предупредительных и восстановительных ремонтов;
- своевременное представление в органы государственного контроля (надзора) деклараций безопасности гидротехнических сооружений.

10.3 Механизмы, обеспечивающие надежность функционирования и безопасности эксплуатации объектов



Рисунок 10.1 – Условия надежности и безопасности

10.3.1 Производственный контроль

Обязательным условием безаварийной эксплуатации энергообъектов является производственный контроль соблюдения правил промышленной безопасности. Существенное влияние на качество производственных и технологических комплексов, прежде всего продление срока службы и безаварийной эксплуатации действующих активов, имеет организация своевременного технического обслуживания, плановых ремонтных работ, модернизации оборудования, зданий, сооружений и коммуникаций энергоустановок.

Надежность и безопасность энергообъектов работы России имеет большую социальную и экономическую значимость, является одной из основ системы жизнеобеспечения общества, поддержания производственной деятельности, соблюдения экологических норм, важным аспектом энергетической безопасности страны.

Надежность и безопасность энергообъектов — это комплексное свойство, определяющее способность осуществлять электроснабжение потребителей путем выполнения функций по производству, передаче и распределению электрической энергии нормированного (требуемого) качества при едином технологическом взаимодействии генерирующих установок, электрических сетей и электроустановок потребителей, удовлетворять в любой момент времени спрос на мощность и электроэнергию (адекватность, балансовая составляющая системной надежности), противостоять возмущениям, вызванным отказами отдельных элементов энергосистемы (безопасность, оперативная составляющая системной надежности).

В составе комплексного свойства надежности технических систем, как правило, выделяют:

- безотказность — способность объекта сохранять работоспособность в течение некоторого времени или некоторой наработки;
- долговечность — способность объекта сохранять работоспособность до наступления заданного предельного срока при установленной системе технического обслуживания и ремонтов;
- устойчивость — способность объекта противостоять возмущениям;
- живучесть — способность объекта ограничивать глубину (тяжесть, последствия), отказа функционирования и работоспособности;
- восстанавливаемость — способность объекта к восстановлению после отказа.
- управляемость — способность объекта обеспечивать достижение целей управления (связана с наличием достаточных ресурсов управления и технических средств для его осуществления).

К числу основных показателей надежности относятся:

- параметр потока отказов — отношение числа отказавших в единицу времени элементов к общему числу испытываемых однотипных элементов при условии, что отказавшие элементы заменяются новыми;

- наработка на отказ — среднее значение времени между последовательными отказами;
- время восстановления — отношение суммарного времени восстановления технического устройства за выбранный календарный срок к количеству его отказов за тот же календарный срок;
- коэффициент готовности — отношение времени безотказной работы технического устройства к суммарному времени его безотказной работы и вынужденных простоев из-за отказов.

Задача обеспечения надежности энергосистем (синтез надежности) рассматривается во всем мире в качестве одной из важнейших, решаемых как при эксплуатации, так и при планировании развития. В этой комплексной задаче обычно выделяют следующие частные задачи:

- определение оптимальных резервов мощности генерирующих источников в энергообъединении и распределение их по энергосистемам и электростанциям;
- выбор оптимальных схем электрических сетей и схем электроснабжения отдельных потребителей или их групп;
- выбор рациональных схем выдачи мощности электростанций;
- выбор рациональных схем распределительных устройств электростанций и подстанций;
- выбор состава средств управления, релейной защиты и автоматики;
- определение ограничений по условиям статической и динамической устойчивости;
- планирование ремонтов основного оборудования электрических сетей и электростанций.

10.4 Безопасность энергообъектов

Энергетическая безопасность – состояние защищённости граждан, общества, государства, экономики от угроз дефицита в обеспечении их потребностей в энергии экономически доступными энергетическими ресурсами приемлемого качества, от угроз нарушений бесперебойности электроснабжения.

Энергетическая безопасность связывается с отсутствием и определяется минимизацией количества крупных по величине и (или) длительности отказов, сопровождающихся нарушением работы систем жизнеобеспечения, инфраструктурных и других систем, имеющих общегосударственное, региональное или местное значение. Такие нарушения возникают в результате:

- необеспеченности балансов мощности и (или) энергии (в целом по стране, в отдельных регионах, крупных узлах потребления) из-за недостаточного развития генерирующих мощностей, необеспеченности их первичными энергоресурсами, недостаточного электросетевого строительства, внутренними проблемами потребителей электроэнергетики;

- возникшего по любой причине, в том числе из-за интенсивных стихийных или социальных воздействий, крупномасштабного нарушения электроснабжения;

- проявления общественной неэффективности рынка – в виде необоснованного взвинчивания цен, ценовых дисбалансов, обвала рынка и т. п.

Предотвращение и ликвидация таких дисбалансов, обширных и длительных нарушений входит в задачи обеспечения электроэнергетической безопасности, которые должны решаться с учетом надежности, но в рамках самостоятельной проблемы.

Несмотря на то, что проблема безопасности имеет давнюю историю, количество и размеры аварий (катастроф) неуклонно растут. Одной из причин такого положения является недостаточная теоретическая разработка проблемы. Методологически многие вопросы безопасности близки к задачам теории надёжности и живучести. Однако теория надежности оперирует со случайной величиной времени между последовательными отказами, а для уникальных событий (аварий) она стремится к бесконечности. Кроме того, причинами аварий выступают не только отказы техники, но и плохо формализуемые ошибки человека, и слабо предсказуемые нерасчетные внешние воздействия.

Под безопасностью объекта электроэнергетики понимается его свойство не допускать ситуаций, опасных для людей, энергообъектов, потребителей и окружающей среды.

В целом проблемы обеспечения надежности и безопасности объектов электроэнергетики имеют много общих показателей и влияющих факторов, а также средств обеспечения надёжности и безопасности.

Различаются эти свойства по характеру последствий.

Обеспечение безопасности является прерогативой государства, и требования по её обеспечению излагаются в федеральных законах и технических регламентах, а надёжность обеспечивается состоянием энергоснабжающей системы и системы электроснабжения конкретного потребителя.

Проблема обеспечения надёжности электроснабжения заключается в совокупности объективных закономерностей: отказы в питающей и распределительной сети приводят к ущербу, а увеличение надёжности требует существенных материальных затрат.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Рассчитаны и определены основные элементы и параметры Бурзянского гидроузла на реке Белая, являющегося сооружением I класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчётных расходов для случаев: основного обеспеченностью 0,5 % и поверочного – 0,1%, равных 1406,6 и 1635,4 м³/с соответственно.

В ходе водно-энергетических расчётов была выбрана установленная мощность, равная 293 МВт. Также был определён уровень мёртвого объёма, отметка которого составила 335,33 м. Полезный объём при отметке НПУ составил 5,94 км³. Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составила 715 млн. кВт · ч.

На следующем этапе определено оптимальное число и тип гидроагрегатов гидроэлектростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

- максимальный – 53 м;
- расчётный – 51 м;
- минимальный – 47 м.

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС, соответствующий расчётному напору, составляет 221,26 м³/с.

Выбрана гидротурбина РО75-В-530. По результатам расчётов оптимальным оказался вариант с 3 гидроагрегатами, диаметрами рабочих колёс 5,3 м.

Для выбранной радиально-осевой турбины с синхронной частотой вращения 115,4 об/мин подобран серийный гидрогенератор СВ-1070/145-52 с номинальной активной мощностью 80 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с одиночными блоками. По справочным данным и каталогам выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ-125000/220, трансформаторы собственных нужд ТСЗ-1000/15, для ВЛЭП – провод марки АС – 240/32.

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Компоновка гидроузла – приплотинная. В состав Бурзянского гидроузла входят:

- левобережная глухая бетонная плотина;
- водосливная бетонная плотина с поверхностным водосбросом;
- здание ГЭС;
- правобережная глухая грунтовая плотина.

На данном этапе расчётным путем определены габаритные размеры и характерные отметки водосливной плотины створа:

- ширина подошвы – 46,0 м;

- отметка гребная водослива– 345,0 м;
- число водосливных отверстий – 2;
- ширина водосливных отверстий – 8 м;
- отметка гребня плотины – 361,0 м.

В этом же разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном сочетании нагрузок. При расчёте плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Таким образом, плотина Бурзянской ГЭС отвечает требованиям надёжности.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГЭС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчётам получены следующие показатели:

- срок окупаемости 6 лет, 10 месяцев;
- чистый приведенный доход NPV – 16,96 млрд. руб;
- индекс прибыльности PI – 1,81;
- себестоимость электроэнергии – 0,56 руб./кВт·ч;
- удельные капиталовложения – 71820 руб./кВт.

Из этого можно сделать вывод, что строительство Бурзянской ГЭС является обоснованным, в том числе с точки зрения экономических показателей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов/ А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затеева, Б.И. Силаев. – Саяногорск: СШФ КГТУ, 2005. - 174 с.
2. Использование водной энергии: Методические указания по выполнению курсового и дипломного проектирования / сост. Е.Ю. Затеева.- Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2012. - 12 с.
3. Использование водной энергии: учебное пособие в задачах и упражнениях. В 2 ч. Ч. 1. Водно-энергетические расчёты режимов ГЭС / сост. Ю.А. Секретарёв, А.А. Жданович, Е.Ю. Затеева, С.В. Митрофанов. – Саяногорск; Черёмушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2014. – 108с.
4. Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Севера-Запада. [Электронный ресурс] // АО «Системный оператор Единой энергетической системы» – Режим доступа: <http://so-ups.ru/>.
5. Александровский, А.Ю. Выбор параметров ГЭС/ А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затеева, Б.И. Силаев. Саяногорск: СШФ КГТУ. 2005. – 114с.
6. Брызгалов, В.И. Гидроэлектростанции: учебное пособие/ В.И. Брызгалов, Л.А. Гордон. Красноярск: ИПЦ КГТУ. 2002. – 541с.
7. ОСТ 108.023.105-84 Турбины гидравлические вертикальные поворотно-лопастные осевые. – Введен 08.05.1984. Ленинград. 1986.–12с.
8. СТО 17330282.27.140.022-2008 Гидроэлектростанции. Условия создания. Нормы и требования. – Введен 30.07.2008. «ЕЭС России». Москва. 2008. – 82 с.
9. СТО РусГидро 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введен 30.07.2012. ОАО «РусГидро». Москва. 2012. – 290с.
10. Щавелев Д.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанции: Справочное пособие: В 2 т./ Под редакцией Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева. – Т.1 Основное оборудование гидроэлектростанции. – Москва: Энергоатомиздат. 1988. – 400 с.
11. Щавелев Д.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанции: Справочное пособие: В 2 т./ Под редакцией Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева. – Т.2 Вспомогательное оборудование гидроэлектростанции. – Москва: Энергоатомиздат. 1990. – 336 с.
12. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : учебное пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. - Изд. 4-е, перераб. и доп. - Москва : Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.

13. Каталог «Гидрогенераторы» [Электронный ресурс] //Сервис «Онлайн Электрик». – Режим доступа: <http://online-electric.ru>
14. 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 - 42с
15. 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.
16. СТО РусГидро 01.01.78-2012 «Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования» - Введ. 27.12.2002 - Москва : ОАО «РусГидро», 2012 – 288с
17. СТО 56947007-29.240.014-2008 «Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанции 35-750кВ и линий электропередачи напряжением 6,10-750кВ» – Введ. 18.04.2008 – Москва : ОАО «ФСК ЕЭС », 2008 – 12 с.
18. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрических распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. Типовые решения» - Введ. 20.12.2007 – Москва : ОАО «ФСК ЕЭС », 2007 – 131 с.
19. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «ОАО «Разряд». – Режим доступа : <http://www.zavod-razryad.ru/>
20. Каталог «Оборудование воздушных линий 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Конденсатор». – Режим доступа : <http://www.kondensator.su>.
21. СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.
22. Каталог «Трансформаторы сухие» [Электронный ресурс] //«Трансна» – Режим доступа: <https://transna.pulscen.ru/>
23. СТО 06-08-2012 ГЭС «Нормы проектирования». – Введ. 15.09.2011. – Москва : ОАО «РусГидро», 2011. – 305 с.
24. Каталог «Выключатели элегазовые» [Электронный ресурс]// ОАО ВО «Электроаппарат». – Режим доступа : <http://www.ea.spb.ru/>
25. Каталог «Трансформаторы тока и напряжения» [Электронный ресурс] // ОАО «Свердловский завод» – Режим доступа: <http://www.czt.ru/main.html>
26. Каталог «Выключатели элегазовые» [Электронный ресурс] // ЗАО «Энергомаш» – Режим доступа: <http://www.12v.ru/>
27. Каталог «Разъединители» [Электронный ресурс] // ЗАО «ЗЭТО» – Режим доступа: <http://www.zeto.ru/>
28. ГОСТ Р 57114-2016 «Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно – технологичное управление» - Введ. 01.03.2017 – Москва : ОАО «ЕЭС России», 2017 – 19 с.
29. ГОСТ Р 56302- 2014 «Оперативно-диспетчерское управление диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования

объектов электроэнергетики» - Введ. 01.09.2015 – Москва : ОАО «ЕЭС России», 2016 – 19 с.

30. ГОСТ Р 56303-2014 «Оперативно-диспетчерское управление нормальные семы электрических соединений объектов электроэнергетики» - Введ. 01.09.2015 – Москва : ОАО «ЕЭС России», 2016 – 19 с.

31. СТО 56947007-29.240.10.249-2017 «Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций» - Введ. 28.09.2017 – Москва : ПАО «ФСК ЕЭС», 2017 – 19 с.

32. Правила устройства электроустановок : изд. 7. – Москва : ДЕАН, 2013. – 706 с.

33. Чернобровов Н. В. Ч-49 Релейная защита. Учебное пособие для техникумов. Изд.5-е, перераб. и доп. М., «Энергия», 1974. 680 с. С ил.

34. Каталог «РЗА станционного оборудования» [Электронный ресурс] //ООО НПП «ЭКРА». – Режим доступа: «<https://www.ekra.ru>.

35. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. - Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. Введен в действие с 01 января 2013 г. – 19 с.

36. Справочник по гидравлическим расчетам. / под редакцией П.Г. Кисилева. “Энергия” Москва 1972. - 312стр.

37. Гидравлика. /Чугаев Р.Р/ 4-е изд., доп. И перераб.- Л.: Энергоздат. Ленингр. Отд-ние, 1982г. - 672с.

38. Методические указания по выполнению курсового проекта и выпускной квалификационной работы/ сост. Т.А. Лыбина, Н.П. Ульянова, В.Б. Затеев. – Саяногорск; СФУ; СШФ, 2015. – 88 с.

39. Гидротехнические сооружения: В Г46 1ч. Ч.1/Л.Н Рассказов, В.Г. Орехов и др.; Под ред. Л.Н. Рассказова. - М.: Издательство Ассоциации строительных вузов, 2011г. – с.576.

40. СП 40.13330.2012 «Плотины бетонные и железобетонные» / Актуализированная редакция СНиП 2.06.06 -85. – Минрегион Росии, 2012.

41. СП 38.13330.2012 «Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов) ». Актуализированная редакция СНиП 2.06.04 – 82. – М.: Минрегион России, 2012.

42. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003 (с Изменением N 1) – М.: ОАО ЦПП.

43. Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 30.01.2016 №92 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2016-2042 гг.»

44. Часть вторая Налогового кодекса Российской Федерации от 5 августа 2000 г. N 117-ФЗ //Текст части второй Налогового кодекса опубликован в "Российской газете" от 10 августа 2000 г. N 153-154.

45. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на

основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

46. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии пред ТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Водно–энергетические расчеты

Таблица А.1 Сработка-наполнение водохранилища по условиям маловодного года

Р=90%																					
2-ая итерация																					
Месяц	Q быт	Потери					Q пол быт	Q в- ща	Q гэс	Q нб	Q вхк	Водохранилище			Z вб			Z нб	Н	N гэс	N гар
		Q ф	Q л	Q исп	Q погреб	Q рыбох						ΔV , км3	Vн, км3	Vк, км3	Z н, м	Z к, м	Z ср, м				
IX	76	1	0	1	0	6	68	12	80	81	81	0,03	5,94	5,91	355,00	354,90	354,95	294,13	60,32	43	по ВХК
X	63	1	0	1	0	6	55	25	80	81	81	0,07	5,91	5,84	354,90	354,73	354,82	294,14	60,18	43	по ВХК
XI	57	1	-2	0	0	0	54	36	90	91	81	0,10	5,84	5,75	354,73	354,48	354,60	294,36	59,74	47	47
XII	53	1	-2	0	0	0	50	226	276	277	81	0,59	5,75	5,16	354,48	352,65	353,56	297,94	55,12	134	134
I	52	1	-2	0	0	0	49	240	289	290	81	0,64	5,16	4,52	352,65	349,93	351,29	298,14	52,65	134	134
II	53	1	-2	0	0	0	50	48	98	99	81	0,13	4,52	4,39	349,93	349,34	349,63	294,55	54,59	47	47
III	54	1	-2	0	0	0	51	29	80	81	81	0,07	4,39	4,32	349,34	349,01	349,17	294,13	54,55	38	по ВХК
IV	170	1	7	2	0	6	168	-88	80	81	81	-0,24	4,32	4,55	349,01	350,10	349,56	294,13	54,93	39	по ВХК
V	370	1	3	4	0	6	362	-282	80	81	81	-0,73	4,55	5,29	350,10	353,10	351,60	294,13	56,97	40	по ВХК
VI	184	1	0	2	0	6	175	-95	80	81	81	-0,25	5,29	5,54	353,10	353,91	353,50	294,13	58,88	41	по ВХК
VII	182	1	0	2	0	6	173	-93	80	81	81	-0,24	5,54	5,78	353,91	354,57	354,24	294,13	59,61	42	по ВХК
VIII	150	1	0	2	0	6	141	-61	80	81	81	-0,16	5,78	5,94	354,57	355,00	354,78	294,13	60,15	43	по ВХК

Окончание приложения А

Таблица А.2 Сработка-наполнение водохранилища по условиям среднегодового года

P=50%																					
2-ая итерация																					
Месяц	Q быт	Потери					Q пол быт	Q в- ща	Q гэс	Q нб	Q вхк	Водохранилище			Z вб			Z нб	H	N гэс	N гар
		Q ф	Q л	Q исп	Q по тр еб	Qр ыбо х						ΔV , км3	Vн, км3	Vк, км3	Z н, м	Z к, м	Z ср, м				
IX	113	1	0	1	0	6	105	13	118	119	81	0,03	5,94	5,91	355,00	355,00	355,00	295,00	59,50	62	по вхк
X	86	1	0	1	0	6	78	28	106	107	81	0,07	5,91	5,83	355,00	354,89	354,95	294,73	59,71	56	по вхк
XI	70	1	-2	0	0	0	67	35	102	103	81	0,09	5,83	5,74	354,89	354,70	354,80	294,64	59,66	54	44
XII	69	1	-2	0	0	0	66	230	296	297	81	0,60	5,74	5,14	354,70	354,46	354,58	298,25	55,83	145	131
I	69	1	-2	0	0	0	66	242	308	309	81	0,65	5,14	4,49	354,46	352,58	353,52	298,43	54,59	148	131
II	55	1	-2	0	0	0	52	42	94	95	81	0,11	4,49	4,38	352,58	349,93	351,26	294,45	56,30	47	44
III	56	1	-2	0	0	0	53	30	83	84	81	0,07	4,38	4,31	349,93	349,51	349,72	294,20	55,02	40	по вхк
IV	262	1	7	2	0	6	260	-94	166	167	81	-0,25	4,31	4,56	349,51	348,97	349,24	296,00	52,74	77	по вхк
V	392	1	3	4	0	6	384	-280	104	105	81	-0,73	4,56	5,29	348,97	350,25	349,61	294,69	54,42	50	по вхк
VI	500	1	0	2	0	6	491	-93	398	399	81	-0,25	5,29	5,54	350,25	353,80	352,03	299,62	51,90	182	по вхк
VII	200	1	0	2	0	6	191	-95	96	97	81	-0,25	5,54	5,78	353,80	354,80	354,30	294,50	59,30	50	по вхк
VIII	192	1	0	2	0	6	183	-60	123	124	81	-0,16	5,78	5,94	354,80	355,00	354,90	295,11	59,29	64	по вхк

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
 Параметры и характеристика гидротурбины

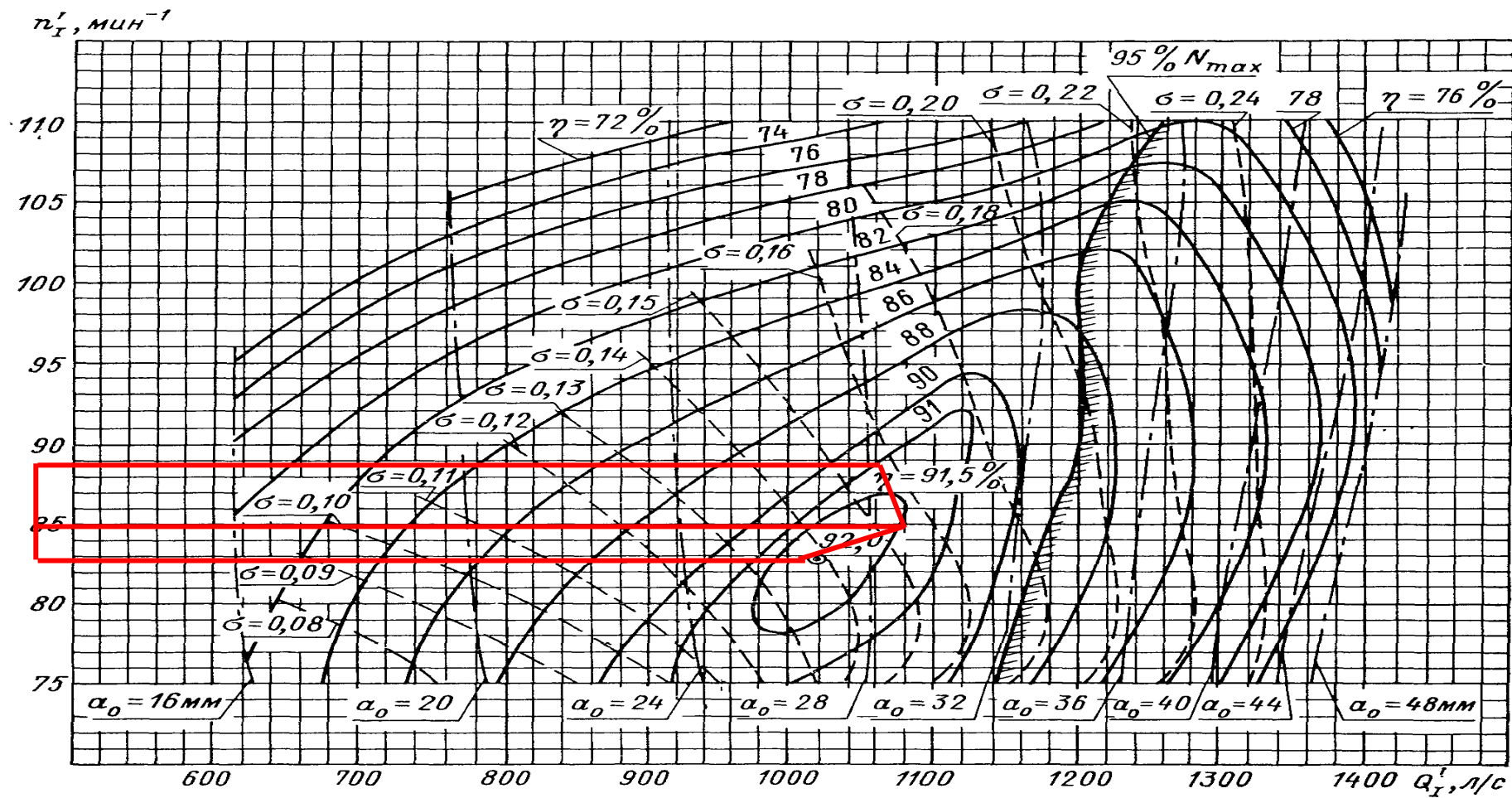


Рисунок Б.1 – Главная универсальная характеристика РО 75 – В

Продолжение приложения Б

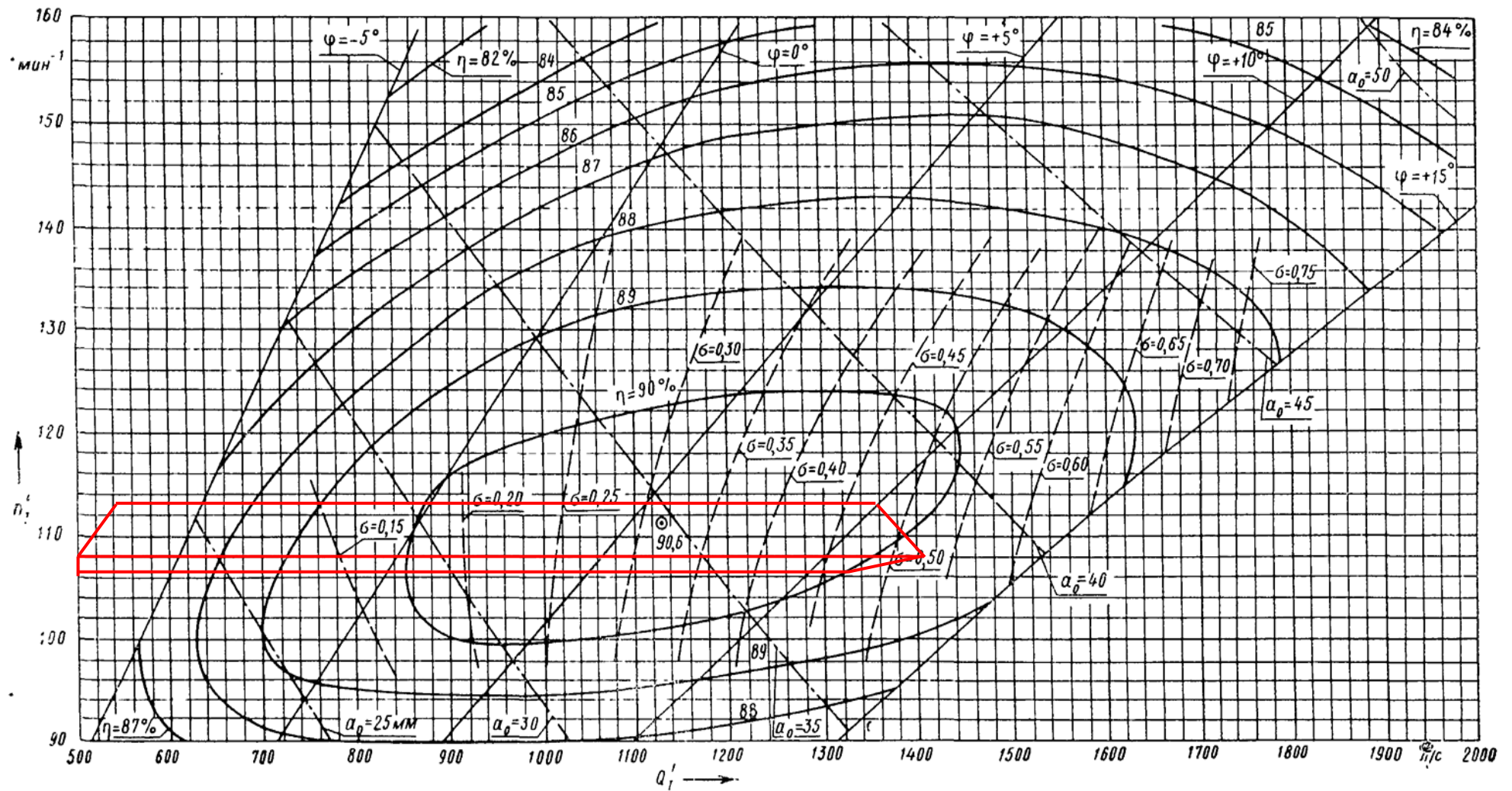


Рисунок Б.2 – Главная универсальная характеристика турбины ПЛД60-В60°

Продолжение приложения Б

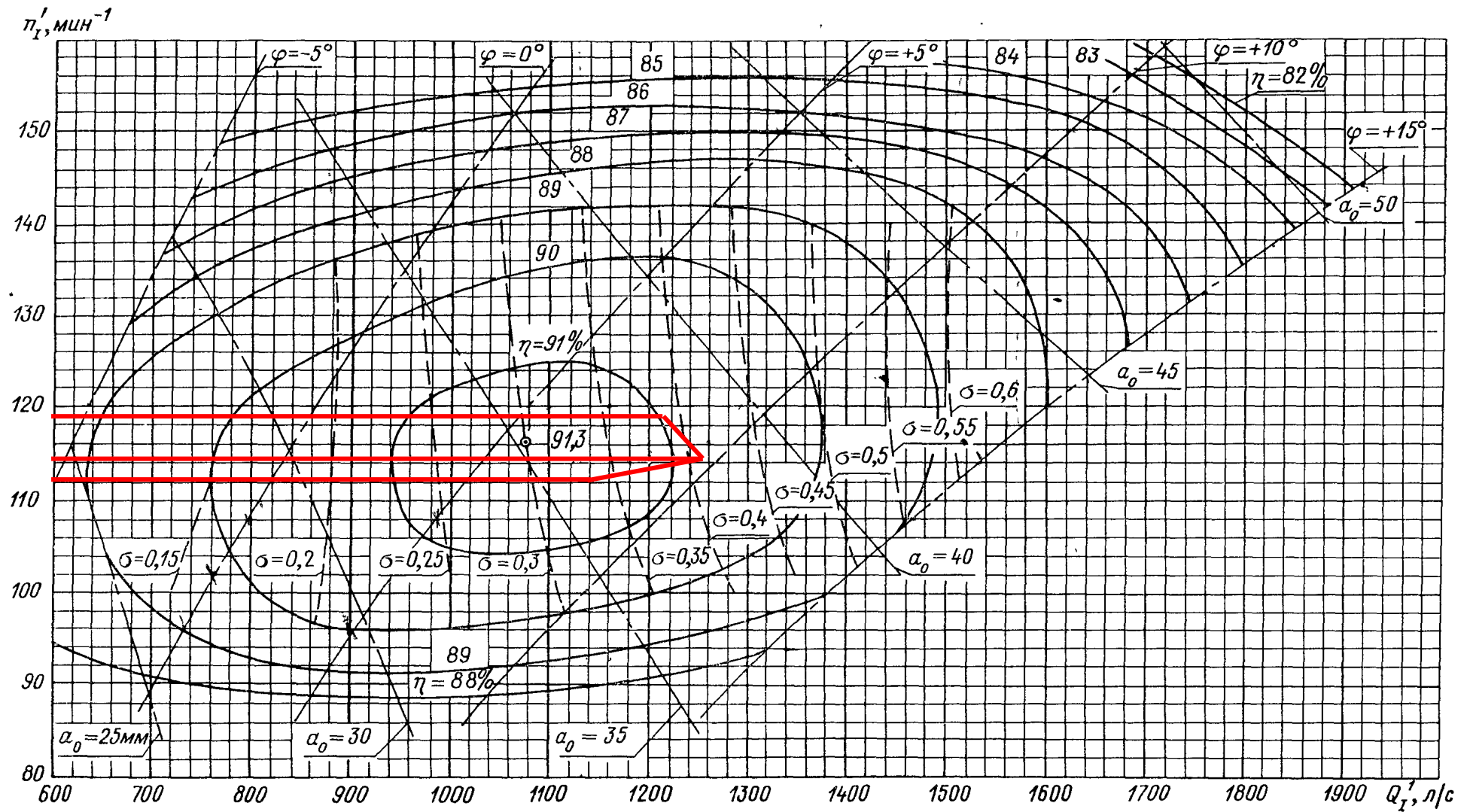


Рисунок Б.3 – Главная универсальная характеристика турбины ПЛ60-В

Продолжение приложения Б

Таблица Б.1 Параметры турбины ПЛ60-В

ПЛ60-В	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
D1	2,65	2,80	3,00	3,15	3,35	3,55	3,75	4,00	4,25	4,50	4,75	5,00	5,30	5,60
ηт	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
N'agr	36006,0 9	40222,2 0	46208,3 6	50971,6 3	57687,6 7	64821,0 5	72371,9 7	82398,0 2	93077,0 3	104409,2 9	116395,0 6	129034,6 0	145065,3 3	162038,2 0
z'шт	8,14	7,28	6,34	5,75	5,08	4,52	4,05	3,56	3,15	2,81	2,52	2,27	2,22	1,81
Za	9,00	8,00	7,00	6,00	6,00	5,00	5,00	4,00	4,00	3,00	3,00	3,00	3,00	2,00
Naгр	32555,5 6	36625,0 0	41857,1 4	48833,3 3	48833,3 3	58600,0 0	58600,0 0	73250,0 0	73250,0 0	97666,67	97666,67	97666,67	97666,67	146500,0 0
d1	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
n'с	318,71	301,73	281,72	268,37	252,43	238,29	225,64	211,61	199,22	188,21	178,35	169,48	159,93	151,40
Nсинх	333,30	300,00	300,00	300,00	250,00	250,00	230,80	214,30	200,00	187,50	187,50	166,70	166,70	150,00
n'мах	119,00	113,14	121,17	127,20	112,69	119,38	116,39	115,24	114,23	113,36	119,63	111,93	118,61	112,74
n'расч	121,31	115,34	123,53	129,67	114,88	121,70	118,65	117,47	116,45	115,56	121,95	114,10	120,91	114,93
n'min	126,37	120,14	128,68	135,08	119,67	126,78	123,60	122,37	121,31	120,38	127,03	118,86	125,95	119,72
Q*кпд расч	1,35	1,36	1,36	1,43	1,27	1,36	1,21	1,33	1,18	1,41	1,26	1,14	1,01	1,36
Q*кпд мах	1,28	1,29	1,28	1,35	1,20	1,28	1,15	1,26	1,12	1,33	1,19	1,08	0,96	1,29
Q'max	1550,93	1388,36	1208,50	1095,57	968,02	861,49	771,61	677,72	599,96	534,85	479,77	432,77	384,95	344,63
Q'min	1748,92	1565,60	1362,78	1235,43	1091,60	971,47	870,11	764,24	676,55	603,12	541,02	488,02	434,09	388,62

Продолжение приложения Б

Таблица Б.2 Параметры турбины ПЛД60-В60°

ПЛД60-В60°	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
D1	2,80	3,00	3,15	3,35	3,55	3,75	4,00	4,25	4,50	4,75	5,00	5,30	5,60
ηт	0,92	0,92	0,92	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
N'grp	40615,77	46659,64	51468,75	58249,35	65451,21	73074,50	83196,52	93977,60	105418,01	117518,03	130277,90	146461,07	163595,12
z'штг	7,21	6,28	5,69	5,03	4,48	4,11	3,52	3,12	2,78	2,49	2,25	2,30	1,79
Za	8,00	7,00	6,00	6,00	5,00	5,00	4,00	4,00	3,00	3,00	3,00	3,00	2,00
Naгр	36625,00	41857,14	48833,33	48833,33	58600,00	58600,00	73250,00	73250,00	97666,67	97666,67	97666,67	97666,67	146500,00
d1	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
n'с	287,91	268,81	256,08	240,87	227,36	215,30	201,91	187,50	179,58	170,17	161,70	152,59	144,45
Nсинх	300,00	300,00	250,00	250,00	230,80	214,30	200,00	200,00	187,50	166,70	166,70	150,00	142,80
n'max	113,46	121,52	106,30	113,01	110,53	108,38	107,86	114,56	113,69	106,66	112,25	107,04	107,64
n'расч	115,66	123,88	108,37	115,21	112,68	110,49	109,95	116,79	115,90	108,74	114,43	109,12	109,73
n'min	120,48	129,04	112,88	120,01	117,37	115,09	114,53	121,66	120,73	113,27	119,20	113,66	114,30
Q*кпд расч	1,36	1,36	1,43	1,27	1,36	1,21	1,33	1,18	1,41	1,26	1,14	1,01	1,36
Q*кпд max	1,29	1,28	1,35	1,20	1,28	1,15	1,26	1,12	1,33	1,19	1,08	0,96	1,29
Q'max	1396,23	1215,37	1101,81	973,55	866,43	776,04	681,63	603,43	537,94	482,55	435,29	387,19	346,64
Q'min	1574,47	1370,53	1242,47	1097,84	977,04	875,11	768,64	680,46	606,62	544,16	490,86	436,62	390,89

Продолжение приложения Б

Таблица Б.3 Параметры турбины РО75-В

РО75-В	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
D1	2,65	2,80	3,00	3,15	3,35	3,55	3,75	4,00	4,25	4,50	4,75	5,00	5,30	5,60
ηт	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
N'гр	36060,6 3	40282,6 5	46277,1 5	51047,0 0	57772,2 6	64915,3 6	72476,4 8	82515,9 7	93209,1 9	104556,4 1	116557,9 0	129213,8 9	137265, 4	162260,0 3
z'шт	8,13	7,27	6,33	5,74	5,07	4,51	4,14	3,55	3,14	2,80	2,51	2,27	2,14	1,81
Za	9,00	8,00	7,00	6,00	6,00	5,00	5,00	4,00	4,00	3,00	3,00	3,00	3,00	2,00
Naгр	32555,5 6	36625,0 0	41857,1 4	48833,3 3	48833,3 3	58600,0 0	58600,0 0	73250,0 0	73250,0 0	97666,67	97666,67	97666,67	97666,6 7	146500,0 0
d1	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
n'с	228,21	216,05	201,72	192,17	180,75	170,62	161,57	151,52	142,65	134,76	127,70	121,35	114,51	108,40
Nсинх	230,80	214,30	200,00	200,00	187,50	166,70	166,70	150,00	142,80	136,40	125,00	125,00	115,40	107,10
n'мах	82,34	80,76	80,72	84,74	84,46	79,55	84,01	80,60	81,51	82,41	79,70	83,87	82,05	80,44
n'расч	83,94	82,33	82,29	86,38	86,10	81,09	85,64	82,17	83,09	84,01	81,24	85,50	83,64	82,00
n'min	87,44	85,76	85,72	89,98	89,69	84,47	89,21	85,59	86,55	87,51	84,63	89,06	87,13	85,42
Q*кпд расч	1,35	1,36	1,36	1,43	1,27	1,36	1,21	1,33	1,18	1,41	1,26	1,14	1,01	1,36
Q*кпд мах	1,28	1,29	1,28	1,35	1,20	1,28	1,15	1,26	1,12	1,33	1,19	1,08	0,96	1,29
Q'мах	1548,58	1386,28	1206,70	1093,95	966,60	860,24	770,50	676,75	599,11	534,09	479,10	432,17	384,42	344,16
Q'min	1746,27	1563,25	1360,75	1233,60	1090,00	970,06	868,86	763,15	675,60	602,28	540,26	487,34	433,49	388,09

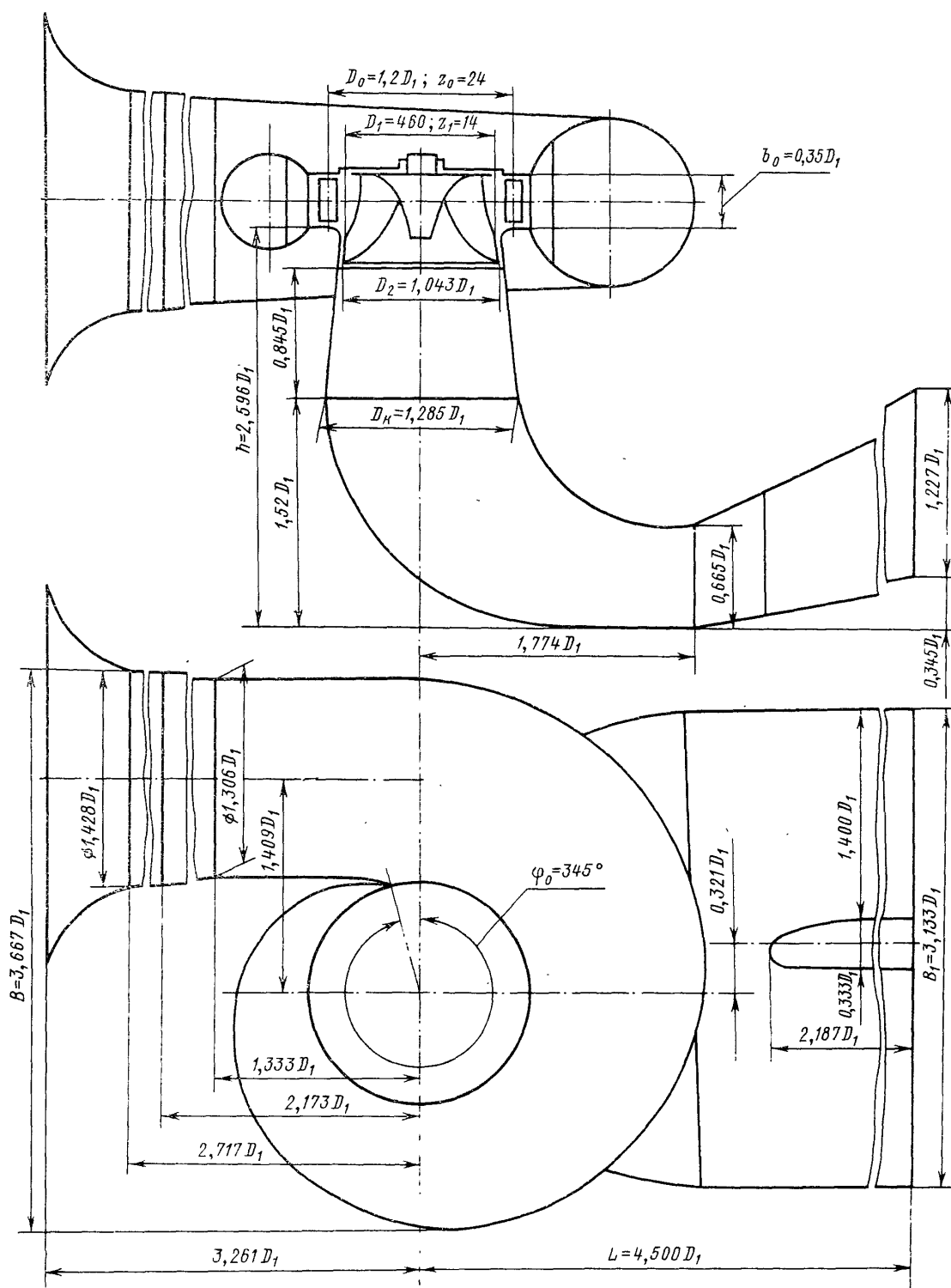


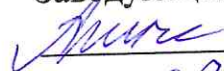
Рисунок Б.4 – Проточная часть гидротурбины РО 75 – В

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

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, энергетических систем и
электрических сетей»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ



Заведующий кафедрой

 А.А. Ачитаев
«2» 07 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.02.03 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ БУРЗЯНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ БЕЛАЯ.
БЕЗОПАСНОСТЬ И НАДЕЖНОСТЬ ЭНЕРГООБЪЕКТОВ**
тема

Руководитель		к.т.н. доцент кафедры. ГТЭС Саяно-Шушенского филиала СФУ	<u>А.А. Ачитаев</u>
	подпись, дата	должность	инициалы, фамилия
Выпускник			<u>О.А. Уянаев</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Бурзянской ГЭС на реке Белая. Безопасность и надежность энергообъектов.»

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчёты

Э.И.И. 28.06.20 Е.И. Затаева
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

В.В.В. 02.07.20 А.В. Масиенко
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

А.И.И. 7 02.07.20 Н.И. Кичев
подпись, дата инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

В.В.В. А.В. Широков
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

В.В.В. 02.07.20 В.В. Засеев
подпись, дата инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

В.В.В. В.В. Засеев
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

В.В.В. 02.07.20 В.В. Засеев
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

В.В.В. 02.07.20 В.В. Засеев
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер

В.В.В. 02.07.20 В.В. Засеев
подпись, дата инициалы, фамилия