

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

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

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ А.А. Ачитаев
подпись инициалы, фамилия

« ____ » _____ 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГОРНО-АЛТАЙСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ КАТУНЬ. ФИРМЫ
ПРОИЗВОДИТЕЛИ СОВРЕМЕННЫХ МП УСТРОЙСТВ

Руководитель _____ И.А Матвиенко
подпись, дата должность инициалы, фамилия

Выпускник _____ В.А. Ахраменко
подпись, дата инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Горно-Алтайской ГЭС на реке Катунь. Фирмы производители современных МП устройств РЗА. Анализ, сравнение».

Консультанты по
разделам:

Консультант руководителя БР

подпись, дата

инициалы, фамилия

Водно–энергетические расчёты

подпись, дата

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Электрическая часть

подпись, дата

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

подпись, дата

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико–экономическое обоснование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ГОРНО-АЛТАЙСКОЙ ГЭС	6
ВВЕДЕНИЕ	8
1 Сведения о регионе местонахождения ГЭС и исходные данные	9
1.1 Климат Республики Алтай.....	9
1.2 Гидрология реки.....	9
1.3 Топография месторасположения Горно-Алтайской ГЭС	12
1.4 Данные об энергосистеме	12
2 Водно-энергетические расчеты	14
2.1 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года	14
2.1.1 Выбор расчетного средневодного года (P=50%)	15
2.1.2 Выбор расчетного маловодного года (P=90%)	16
2.2 Расчет режимов работы ГЭС с учетом требований водохозяйственной системы.....	16
2.3 Баланс энергии	17
2.4 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС в маловодном году ...	18
2.5 Определение рабочей мощности ГЭС.....	18
2.6 Баланс мощности.....	19
2.7 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС в средневодном году	21
2.8 Выбор основного и дополнительного оборудования, режимное поле.....	21
3 Основное и вспомогательное оборудование.....	24
3.1 Выбор системы и количества гидроагрегатов	24
3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины	27
3.3 Выбор типа серийного гидрогенератора.....	28
3.4 Расчет и построение металлической спиральной камеры	29
3.5 Расчет вала на прочность. Расчет подшипника	33
3.6 Выбор маслонапорной установки и электрогидравлического регулятора	35
4 Электрическая часть.....	36
4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС.....	36
4.2 Выбор трансформаторов СН	36
4.3 Выбор повышающих трансформаторов.....	37
4.4 Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения и марки проводов воздушных линий	38
4.5 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения.....	39
4.6 Технико-экономический расчет	40
4.7 Расчет токов короткого замыкания	41
4.7.1 Расчет параметров элементов схемы.....	41
4.7.2 Внесение исходных данных в программный комплекс и расчет токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin».....	43
4.8 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима	44

4.9 .Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ.....	45
4.10 Выбор трансформаторов тока и напряжения.....	47
4.11 Выбор параметров ОРУ	47
4.11.1 Выбор выключателей и разъединителей.....	47
4.11.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения.....	48
5. Релейная защита	49
5.1 Технические данные оборудования	49
5.2 Перечень защит основного оборудования	50
5.3 Расчет номинальных токов	51
5.4 Описание защит и расчёт их уставок	52
5.4.1 Продольная дифференциальная защита генератора (IΔG).....	52
5.4.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (Un (Uo))	54
5.4.3 Защита от повышения напряжения (U1>), (U2>)	56
5.4.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I2).....	57
5.4.5 Защита от симметричных перегрузок (I1)	61
5.4.6 Дистанционная защита генератора $Z1 <, Z2 <$	63
5.4.7 Защита от перегрузки обмотки ротора.....	66
5.5 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор	68
5.6 Таблица уставок и матрица отключений защит	68
6 Компоновка и сооружение гидроузла	71
6.1 Определение класса сооружения Горно-Алтайской ГЭС	71
6.2 Определение отметки гребня бетонной плотины.....	71
6.3 Гидравлический расчет бетонной водосливной плотины.....	73
6.3.1 Определение ширины водосливногo фронта	73
6.3.2 Определение отметки гребня водослива.....	75
6.3.3 Проверка отметки ФПУ на пропуск поверочного расхода.....	77
6.3.4 Расчет донного водосброса	78
6.3.5 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе (с учетом того, что поверхностный и донный водосбросы находятся рядом).....	79
6.3.6 Расчет водобойной стенки	81
6.3.7 Расчет второй водобойной стенки.....	82
6.4 Конструирование бетонной плотины	83
6.4.1 Определение ширины подошвы плотины	83
6.4.2 Разрезка плотины швами	85
6.4.3 Быки	86
6.4.4 Устои.....	86
6.4.5 Галереи в теле плотины	86
6.4.6 Дренаж тела бетонной плотины	86
6.5 Элементы подземного контура плотины и нижнего бьефа	87
6.6 Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины	89

6.6.1	Определение основных нагрузок на плотину	89
6.6.2	Вес сооружения	89
6.6.3	Сила гидростатического давления воды	90
6.6.4	Равнодействующая взвешивающего давления	91
6.6.5	Сила фильтрационного давления	91
6.6.6	Давление грунта	91
6.6.7	Волновое воздействие	93
6.7	Оценка прочности плотины	93
6.7.1	Определение напряжений	93
6.7.2	Критерии прочности плотины	95
6.7.3	Расчет устойчивости плотины	96
7	Объемы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации	98
7.1	Оценка объемов реализации электроэнергии	98
7.2	Текущие расходы по гидроузлу	98
7.3	Налоговые расходы	101
7.4	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности	102
7.5	Оценка инвестиционного проекта	103
7.5.1	Методология, исходные данные	103
7.5.2	Коммерческая эффективность	104
7.5.3	Бюджетная эффективность	104
7.6	Анализ чувствительности	105
8	Мероприятия по охране окружающей среды Горно-Алтайского гидроузла.	
	Охрана труда. Противопожарная безопасность	107
8.1	Общие сведения о районе строительства	107
8.2	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства	108
8.3	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища	109
8.4	Отходы, образующиеся при строительстве	111
8.5	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации	112
8.6	Охрана труда	113
8.7	Пожарная безопасность	115
9	Фирмы производители современных МП устройств. Анализ, сравнение.	117
9.1	Релематика	117
9.2	НПП ЭКРА	118
9.3	Siemens	118
9.4	ABB	119
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	120
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	122

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ГОРНО-АЛТАЙСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки.....Катунь;
2. Наименование ГЭСГорно-Алтайская;
3. Местонахождение ГЭС.....Республика Алтай;
4. Тип проектируемой установки.....Приплотинная ГЭС;
5. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний.....396 м³/с;
 - б) всех турбин.....583 м³/с;
 - в) максимальный с обеспеченностью 1%2065 м³/с;
 - г) минимальный110 м³/с;
6. параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стокагодовой;
 - б) отметка НПУ.....390.00 м;
 - в) отметка ФПУ391,00 м;
 - г) отметка УМО.....364,04 м;
 - д) объем водохранилища полный.....6 км³;
 - е) объем водохранилища полезный.....4,19 км³;
7. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный74 м;
 - б) расчетный.....63,5 м;
 - в) минимальный.....45,9 м;
8. Энергетические характеристики:
 - а) установленная мощность.....316 мВт;
 - б) среднемноголетняя выработка электроэнергии.....1,84 млрд кВт·ч;
9. Плотина:
 - а) правобережная глухая бетонная плотина
 - б) левобережная глухая бетонная плотина

в) водосливная бетонная плотина

10. Водосбросные сооружения:

а) тип.....поверхностный водослив;

б) число и размер пролетов.....4x12;

в)общаядлинна.....75 м;

г) максимальная высота.....81,2 м;

11. Компоновка ГЭС:

а) тип.....приплотинная;

б) отметка дна в створе ГЭС.....313 м;

в)число агрегатов.....4;

г) грунты в основании.....гранит;

а) тип спиральной камеры.....металлическая;

б) тип отсасывающей трубы.....изогнутая;

12. Основное оборудование:

а) тип турбин.....PO75-B-400;

б) тип генератора.....СВ-835/180-36;

в)мощность генератора.....79 МВт;

г) частота вращения.....166,7 об/мин;

а) тип трансформаторов.....ТДЦ-125000/220-у1;

13.Технико-экономические показатели:

а) срок окупаемости15 лет;

б) себестоимость электроэнергии0,32 руб./кВт·ч;

в)удельные капиталовложения94936,91 руб./кВт;

ВВЕДЕНИЕ

Гидроэлектроэнергетика является наиболее перспективным направлением энергетики, так как энергия производится с издержками, меньшими чем у традиционных теплоэлектростанций или атомных электростанций. Также гидроэлектростанции являются более экологически чистыми, так как отсутствуют прямые выбросы в атмосферу. Ещё одним плюсом ГЭС является то, что для выработки электроэнергии используется вода, являющаяся возобновляемым ресурсом, в отличии от нефти, газа, угля.

Помимо производства электричества, гидроэлектроэнергетика выполняет ряд второстепенных функций, таких как регулирование стока реки, питьевое и промышленное водоснабжение, ирригация, развитие судоходства и рыбозаведение.

Целью дипломной работы является проработка основных этапов проектирования Горно-Алтайского гидроузла и принятие оптимальных проектных решений с использованием теоретических знаний.

1 Сведения о регионе местонахождения ГЭС и исходные данные

1.1 Климат Республики Алтай

Данная территория относится к умеренно-континентальному климатическому району с холодной зимой и теплым летом. Средняя годовая температура воздуха составляет от +4°C до -7°C, абсолютный минимум -55°C. Годовая сумма осадков около 500-600 мм. Температура воды в реке не поднимается выше +13-15°C даже летом. Река замерзает в начале декабря в верховьях и в конце ноября в низовьях, а вскрывается в середине апреля.

1.2 Гидрология реки

Катунь-река в республике Алтай, левая составляющая Оби. Длина реки составляет 688 км. В бассейне реки насчитывается более 800 ледников, поэтому ледниковое питание играет существенную роль.

Гидрологический ряд наблюдений за рекой Катунь за период за 1932-1981 годы представлен в таблице 1.1.

Таблица 1.1-Гидрологический ряд реки Катунь

Годы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1932	129	122	179	178	740	916	755	633	396	329	189	152	393
1933	113	120	113	299	514	639	584	603	396	195	177	129	324
1934	125	129	136	150	793	1060	632	549	395	304	189	145	384
1935	100	100	116	181	918	960	689	441	259	183	135	113	350
1936	113	109	106	129	445	1734	951	641	374	253	182	132	431
1937	108	126	130	181	783	1456	942	563	395	278	164	129	438
1938	156	133	163	357	1245	1010	1189	725	395	367	189	145	506
1939	103	102	106	180	975	939	1011	550	281	239	147	119	396
1940	121	135	128	222	693	1088	651	575	396	291	189	141	386
1941	145	138	145	316	921	1342	872	567	396	355	266	149	468
1942	111	109	114	142	621	1380	828	674	377	272	167	131	411
1943	103	103	109	212	724	1135	683	558	301	208	148	118	367
1944	104	103	107	182	760	1144	891	490	358	240	159	125	389
1945	96	95	104	352	722	585	455	463	237	176	125	110	293
1946	196	304	237	395	567	1438	883	774	395	394	309	247	512
1947	113	106	113	222	807	1350	1264	719	395	285	199	152	477
1948	100	99	106	222	677	1131	863	533	288	234	139	113	375
1949	104	103	106	212	782	1183	832	505	326	220	147	119	387
1950	105	103	110	120	1062	1047	653	549	358	208	152	119	382
1951	94	94	103	202	754	590	548	399	202	165	125	108	282
1952	107	105	113	164	917	1473	1144	672	383	215	155	122	464
1953	100	99	106	150	737	782	545	411	275	188	140	115	304
1954	106	100	108	145	840	793	478	441	364	239	160	127	325
1955	116	91	87	200	1137	1291	865	532	395	306	185	156	447

Продолжение таблицы 1.1.

1956	105	101	106	212	783	1184	835	507	324	66	145	122	374
1957	132	138	124	168	472	1354	760	711	394	308	169	137	406
1958	157	145	135	188	744	1412	1541	886	395	320	231	177	528
1959	111	108	113	266	767	1063	830	546	369	241	161	145	393
1960	143	136	155	181	471	1412	1182	800	395	278	250	128	461
1961	180	177	160	344	714	1278	923	726	395	346	238	228	476
1962	106	103	111	222	917	741	504	457	272	195	176	145	329
1963	103	91	106	136	513	1059	602	436	278	208	198	132	322
1964	96	103	110	161	579	1040	737	509	256	182	154	122	337
1965	143	139	141	215	840	670	555	454	393	322	260	225	363
1966	96	98	111	189	599	1978	1101	589	364	239	157	125	471
1967	130	119	125	235	611	585	684	762	390	325	228	158	363
1968	96	98	111	218	1799	612	611	357	243	188	150	125	384
1969	119	120	119	230	2022	1704	1115	563	395	378	223	170	597
1970	119	108	96	241	919	1294	590	607	390	342	198	132	420
1971	108	103	108	206	877	1364	941	513	323	220	153	111	419
1972	119	100	103	244	855	1175	639	492	339	239	152	125	382
1973	113	108	111	282	684	1699	967	593	358	239	167	132	454
1974	97	97	106	261	602	518	476	403	220	177	125	110	266
1975	94	97	107	149	457	1539	776	497	268	283	168	106	378
1976	122	131	131	168	863	826	612	509	323	391	162	138	365
1977	136	134	134	307	708	1072	726	643	344	336	212	155	409
1978	124	129	120	271	585	869	578	520	201	223	151	111	324
1979	124	118	111	171	751	1159	682	472	376	291	243	139	386
1980	118	115	118	160	885	970	686	446	343	227	166	124	363
1981	117	107	107	233	896	795	547	406	320	223	137	129	335
Q_{cp}	118	117	120	215	801	1117	788	559	340	259	178	137	396

Координаты кривой связи верхнего бьефа представлены в таблице 1.2.2 и на рисунке 1.2.1.

Таблица 1.2-координаты кривой связи верхнего бьефа

$Z_{ББ}, м$	$V, км^3$	$Z_{ББ}, м$	$V, км^3$
309,85	0	378,33	3,6
336,75	0,6	381,70	4,2
353,60	1,2	384,94	4,8
363,89	1,8	387,84	5,4
370,31	2,4	390,05	6
374,73	3	391,25	6,6

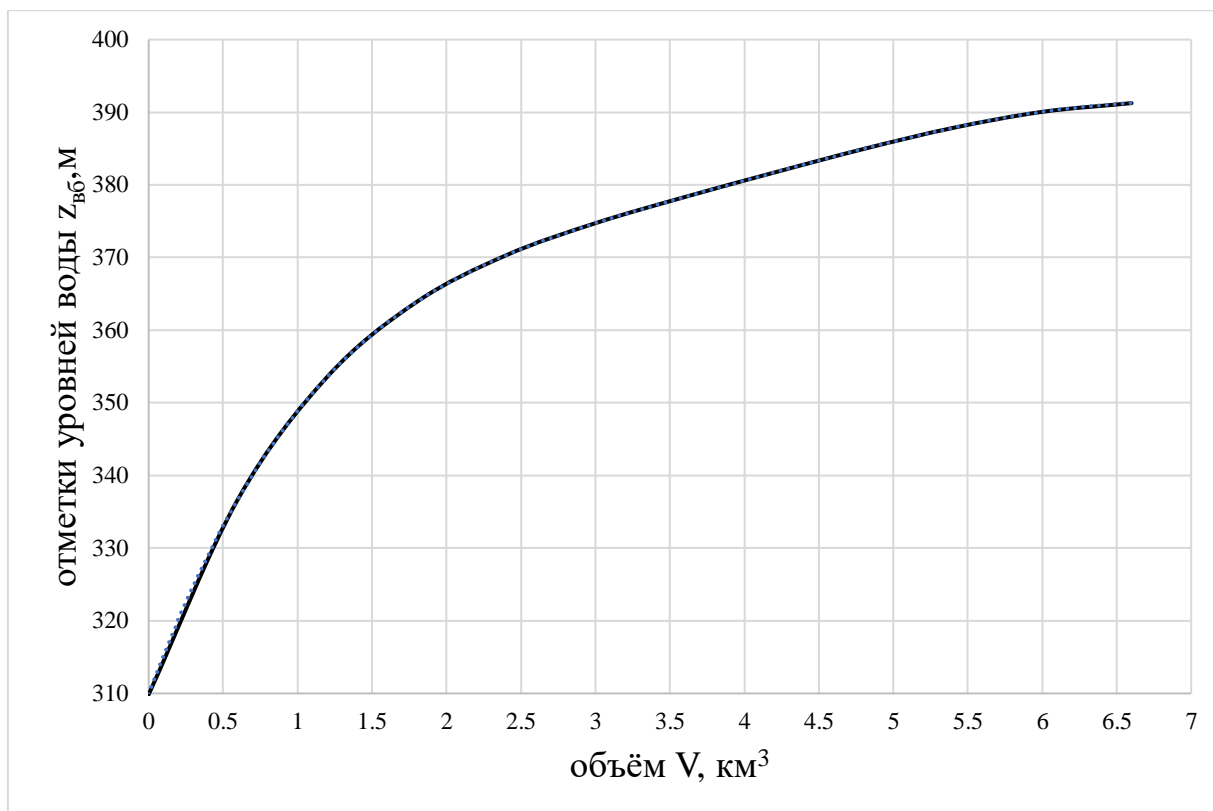


Рисунок 1.1-Кривая связи верхнего бьефа

Координаты кривой связи нижнего бьефа в летний и зимний периоды представлены в таблице 1.3. Сама кривая представлена на рисунке 1.2.

Таблица 1.3- координаты кривой связи в нижнем бьефе

$Z_{НБ}$, м	Q м ³ /с лето	Q м ³ /с зима
313,00	0	0
316,73	400	320
318,06	800	640
318,54	1100	880
319,04	1700	1360
319,27	2065	1960
319,52	2450	2232
319,81	2791	2747

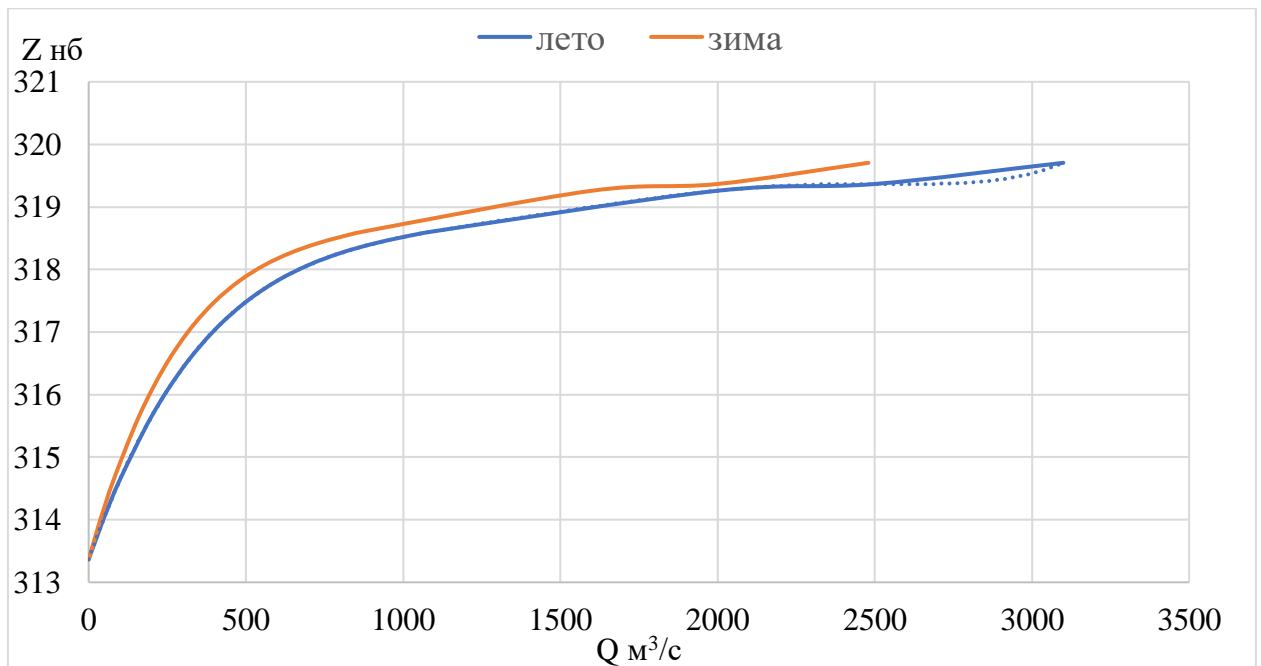


Рисунок 1.2- кривые связи в нижнем бьефе

1.3 Топография месторасположения Горно-Алтайской ГЭС

Створ Горно-Алтайской ГЭС располагается вблизи поселка Манжерок. Данный створ, наиболее подходящий, так как в зону затопления не попадает большой поселок Чемал и нет необходимости переселения его жителей.

Место расположения створа и зона затопления показаны на рисунке 1.3.1.

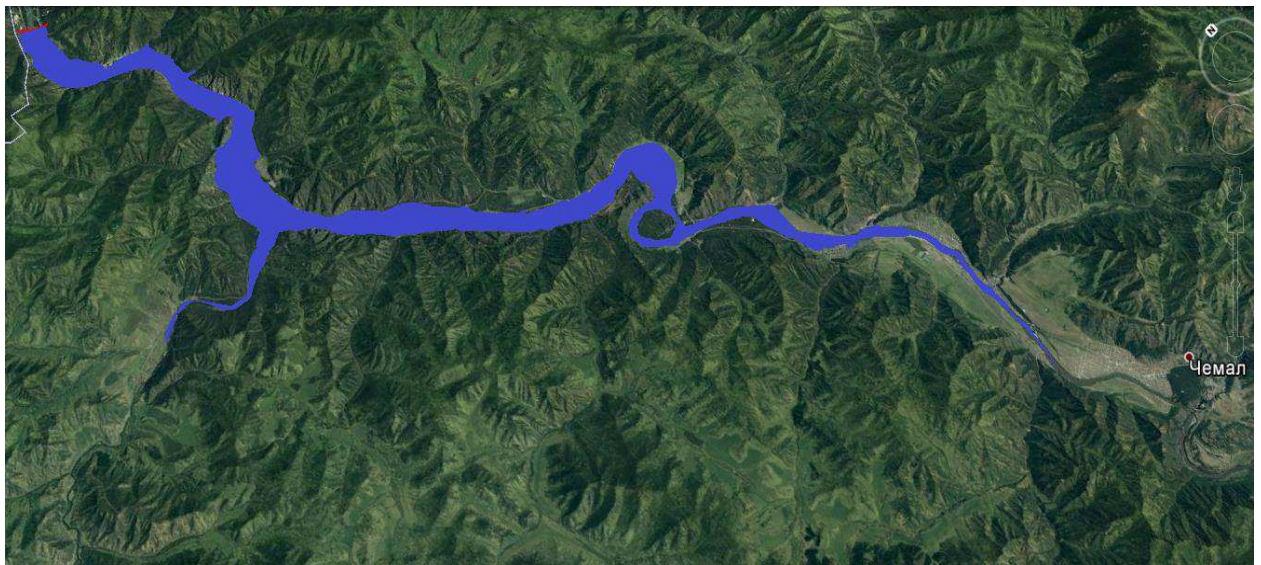


Рисунок 1.3-Место расположения створа и зона затопления

1.4 Данные об энергосистеме

Проектируемая электростанция попадает в зону ОЭС Сибири, которая располагается на территории СФО и частично Дальневосточного Федерального

округа. ОДУ Сибири охватывает 12 субъектов РФ. В ее состав входят 10 региональных энергетических систем.

Электроэнергетический комплекс образуют 112 электростанций суммарной установленной мощностью 52107,76 МВт. Из них 48,6% приходится на долю ГЭС.

2 Водно-энергетические расчеты

2.1 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года

Для расчетов энергетических режимов в данной работе принимается обеспеченность маловодного год равная 90% и обеспеченность средневодного года 50%.

Необходимо вычислить расходы в периоды половодья и межени, а также среднегодовые расходы для каждого года из ряда гидрологических наблюдений. После проделанной операции следует отранжировать полученные данные в порядке убывания и вычислить обеспеченность по формуле (2.1):

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

Полученные результаты сведены в таблицу 2.1.

Таблица 2.1-Среднегодовые расходы

m	P	Годы	Qср.год	Годы	Qср.пол.	Годы	Qср.меж.
1	2	1969	597	1969	1351	1946	310
2	4	1958	528	1958	1146	1961	259
3	6	1946	512	1966	1067	1941	239
4	8	1938	506	1952	1052	1938	238
5	10	1947	477	1938	1042	1965	230
6	12	1961	476	1947	1035	1977	220
7	14	1966	471	1973	986	1969	219
8	16	1941	468	1960	966	1958	219
9	18	1952	464	1955	956	1967	214
10	20	1960	461	1936	943	1932	209
11	22	1973	454	1937	936	1960	208
12	24	1955	447	1941	926	1970	203
13	25	1937	438	1971	924	1940	203
14	27	1936	431	1946	916	1947	198
15	29	1970	420	1961	910	1934	197
16	31	1971	419	1942	876	1979	197
17	33	1942	411	1939	869	1957	196
18	35	1977	409	1970	853	1976	196
19	37	1957	406	1968	845	1933	193
20	39	1939	396	1950	828	1955	192
21	41	1959	393	1956	827	1959	189
22	43	1932	393	1949	826	1937	189
23	45	1944	389	1957	824	1973	189
24	47	1949	387	1944	821	1942	178
25	49	1979	386	1975	817	1972	178
26	51	1940	386	1959	802	1936	175
27	53	1968	384	1948	801	1966	172

28	55	1934	384	1972	790	1944	172
Продолжение таблицы 2 2							
29	57	1950	382	1977	787	1981	172
30	59	1972	382	1943	775	1980	171
31	61	1975	378	1979	766	1952	171
32	63	1948	375	1932	761	1954	169
33	65	1956	374	1934	759	1949	167
34	67	1943	367	1935	752	1971	167
35	69	1976	365	1940	752	1962	166
36	71	1980	363	1980	747	1978	166
37	73	1965	363	1964	716	1943	163
38	75	1967	363	1976	703	1948	163
39	76	1935	350	1981	661	1945	162
40	78	1964	337	1967	661	1939	160
41	80	1981	335	1962	655	1950	159
42	82	1962	329	1963	653	1975	159
43	84	1954	325	1954	638	1963	157
44	86	1933	324	1978	638	1968	154
45	88	1978	324	1965	630	1974	149
46	90	1963	322	1953	619	1935	148
47	92	1953	304	1933	585	1964	148
48	94	1945	293	1951	573	1956	148
49	96	1951	282	1945	556	1953	147
50	98	1974	266	1974	500	1951	137

В качестве маловодного года был выбран 1963 год, а в качестве средневодного 1979 год.

2.1.1 Выбор расчетного средневодного года (P=50%)

Для обеспеченности 50% на графике кривых обеспеченности отсутствует конкретный год. Близки к значению 50% обеспеченности годы 1979 и 1940. Для данных годов должны быть вычислены коэффициенты приведения по межени и половодью. Далее для расчетов будет использоваться тот год значение приведенных коэффициентов которого будут ближе по значению к единице.

Значения приведенных коэффициентов представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2-приведенные коэффициенты 50% обеспеченности

Год	Км	Кп
1940	0,86	1,07
1979	0,9	1,06

Для дальнейших расчетов принимается 1979 год, так как его приведенные коэффициенты ближе к единице.

Таблица 2.3-расходы в средневодном году

Месяцы	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	Q _{ср}
Q, м ³ /с	154	789	1217	716	496	338	262	219	125	112	106	100	386

2.1.2 Выбор расчетного маловодного года (P=90%)

Для заданной расчетной обеспеченности 90% на кривых обеспеченности попадает 1963 год. Приведенные коэффициенты для данного года представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4-приведенные коэффициенты 50% обеспеченности

Год	Км	Кп
1963	0,94	0,95

Таблица 2.5-расходы в маловодном году

Месяцы	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	Q _{ср}
Q, м ³ /с	133	518	1070	608	440	272	204	194	129	101	89	104	322

2.2 Расчет режимов работы ГЭС с учетом требований водохозяйственной системы

В таблице 2.6 представлены данные по режиму работы ГЭС по водотоку с учетом потерь расхода воды на испарение, фильтрацию, ледообразование и шугование в маловодном году.

Таблица 2.6-Режим работы гЭС по водотоку в маловодном году

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q (90%) быт, м ³ /с	101	89	104	133	518	1070	608	440	272	204	194	129
Q исп, м ³ /с	1	1	1	1	3	5	3	2	1	1	1	1
Q ф, м ³ /с	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Q л, м ³ /с	6	6	0	-10	-16	0	0	0	0	0	6	6
Q ш, м ³ /с	0	0	0	0	26	26	26	26	26	0	0	0
Σ Q _{потери} , м ³ /с	10	10	4	-6	16	35	32	31	31	4	10	10
Q пол, м ³ /с	90	78	100	139	502	1035	576	409	241	200	184	119
Z вб, м	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390
Z нб, м	315	315	315	316	317	318	318	317	316	316	316	315
H, м	75	75	75	74	73	72	72	73	74	74	74	75
N, МВт	60	52	66	91	321	652	366	262	156	130	120	78

Таблица 2.7-Режим работы ГЭС по вхк

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q вхк, м ³ /с	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220

Z вб, м	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390
---------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

Продолжение таблицы 2.7.

Z нб, м	316	316	316	316	316	316	316	316	316	316	316	316
H, м	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74
N, МВт	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143

Таблица 2.8-Разница значений мощностей двух режимов

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Nбыт, МВт	60	52	66	91	321	652	366	262	156	130	120	78
Nвхк, МВт	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143
Низбыток, МВт	-83	-91	-77	-52	178	509	223	119	13	-13	-23	-65

Суммарный избыток мощности $\sum N_{\text{избыток}} = 637$ МВт.

Полученные данные необходимы для построения баланса энергии и размещения на нем первичного положения линии гарантированной мощности. Конечное положение этой линии станет известно после проведения водно-энергетического расчета.

2.3 Баланс энергии

Баланс энергии строится на годовом графике средних мощностей системы по данным из таблицы 2.8.

Баланс энергии представлен на рисунке 2.1.

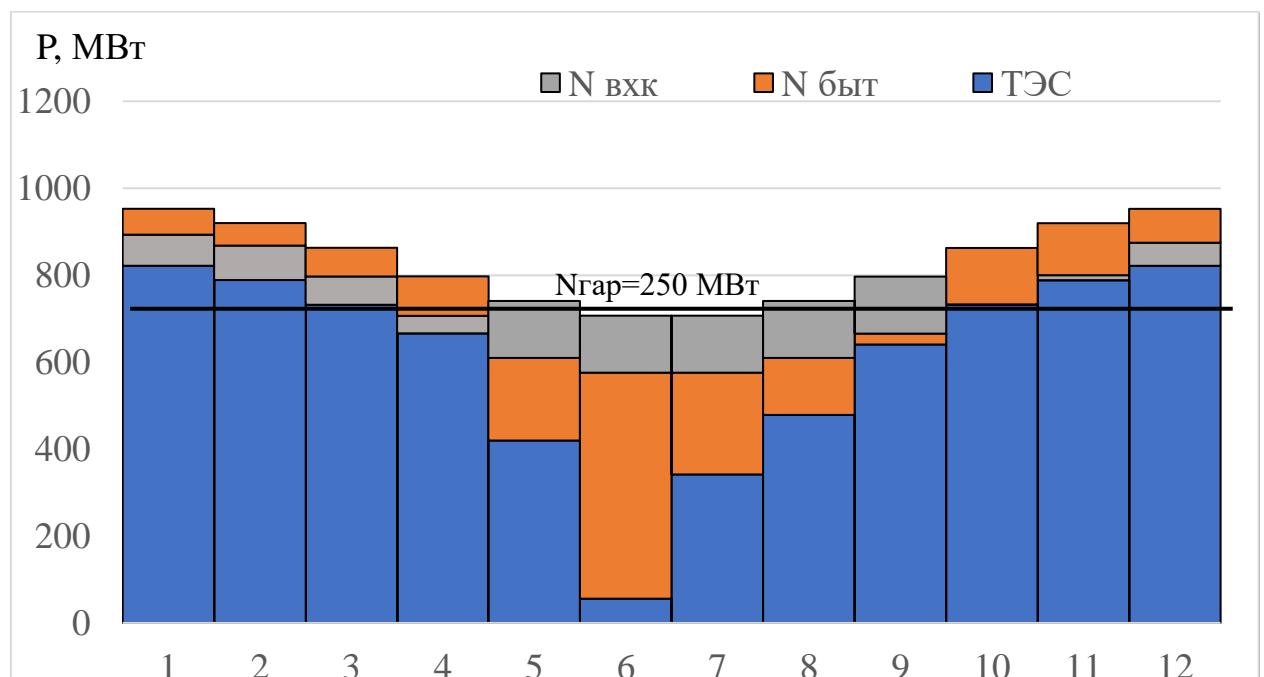


Рисунок 2.1-баланс энергии

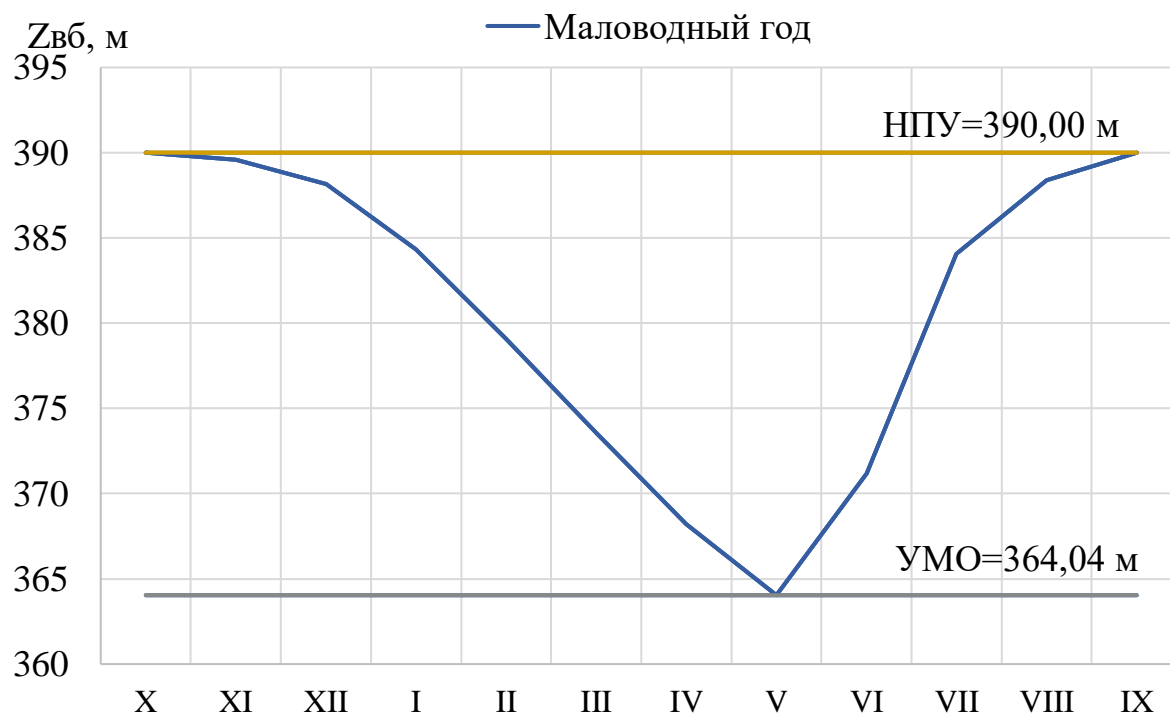
Из баланса энергии определяется первый месяц сработки водохранилища- октябрь. Полученные данные необходимы для расчета режима сработки-наполнения водохранилища.

2.4 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС в маловодном году

Сработка-наполнение (первая и вторая итерация) представлена в приложениях

В результате первой итерации не обеспечивались гарантированные мощности. Было принято решение поднять линию гарантированной мощности тем самым уменьшить гарантированную мощность и уменьшить количество месяцев под регулированием. После проведения второй итерации были определены: отметка УМО=364,04м и гарантированная мощность $N_{гар}=250$ МВт.

График сработки-наполнения водохранилища в маловодный год представлен на рисунке 2.2.



Рисуно 2.2-График сработки-наполнения водохранилища в маловодный год

2.5 Определение рабочей мощности ГЭС

Рабочая мощность проектируемой ГЭС равна сумме пиковой мощности и мощности, отдаваемой в базу. Пиковая мощность проектируемой ГЭС выбирается из ИКН для каждого месяца в году.

Выработка проектируемой ГЭС для каждого месяца определяется по формуле:

$$\mathcal{E}_i = \frac{N_{\text{гар}} \cdot 24}{1000}, \quad (2.2)$$

где $N_{\text{гар}}$ определяется из таблицы 2.9.

$$N_{\text{раб}} = N_6 + N_{\text{пик}}. \quad (2.3)$$

Данные расчеты представлены в таблице 2.9.

Таблица 2.9-Определение рабочей мощности ГЭС

Месяц	$N_{\text{гар}}$, МВт	$\mathcal{E}_{\text{гар}}$, МВт·ч	\mathcal{E}_6 , МВт·ч	$\mathcal{E}_{\text{пик}}$, МВт·ч	N_6 , МВт	$N_{\text{пик}}$, МВт	$N_{\text{раб}}$, МВт
1	250	6,00	1,48	4,52	62	233	295
2	215	5,17	1,36	3,81	57	200	257
3	160	3,85	1,24	2,61	52	155	207
4	118	2,82	1,13	1,69	47	87	134
5	107	2,56	1,17	1,39	49	79	128
6	128	3,07	1,40	1,67	58	90	148
7	146	3,51	1,60	1,91	67	105	172
8	153	3,66	1,67	1,99	70	110	180
9	154	3,70	1,69	2,01	70	125	195
10	160	3,85	1,69	2,16	70	140	210
11	215	5,16	1,66	3,51	69	190	259
12	250	6,01	1,59	4,42	67	228	295

2.6 Баланс мощности

Баланс мощностей строится на графике максимальных мощностей системы. Ремонт ГЭС и ТЭС производится, когда на них есть не используемая мощность, т.е. в системе имеется провал мощности.

Мощности системы представлены в таблице 2.10.

Таблица 2.10-Мощности системы

Месяц	Система		Проектируемая ГЭС			ТЭС		
	$R_{\text{сист. макс.}}$	$N_{\text{н.р.}}$	$N_{\text{раб. макс}}$	$N_{\text{н.р.}}$	$N_{\text{рем.}}$	$N_{\text{раб. макс}}$	$N_{\text{а.р}}$	$N_{\text{рем.}}$
1	1030	21	295	21	0	734	59	0
2	995	20	257	21	0	738	59	0
3	933	19	200	21	0	733	59	0
4	861	17	134	21	0	727	59	0

5	800	16	128	21	0	672	59	116
6	764	15	148	21	0	615	59	157
7	764	15	172	21	0	592	59	160
8	799	16	180	21	0	620	59	121

Продолжение таблицы 2.10.

9	861	17	195	21	49	666	59	0
10	932	19	200	21	0	732	59	0
11	994	20	257	21	0	735	59	0
12	1030	21	295	21	0	734	59	0

Баланс мощности представлен на рисунке 2.3.

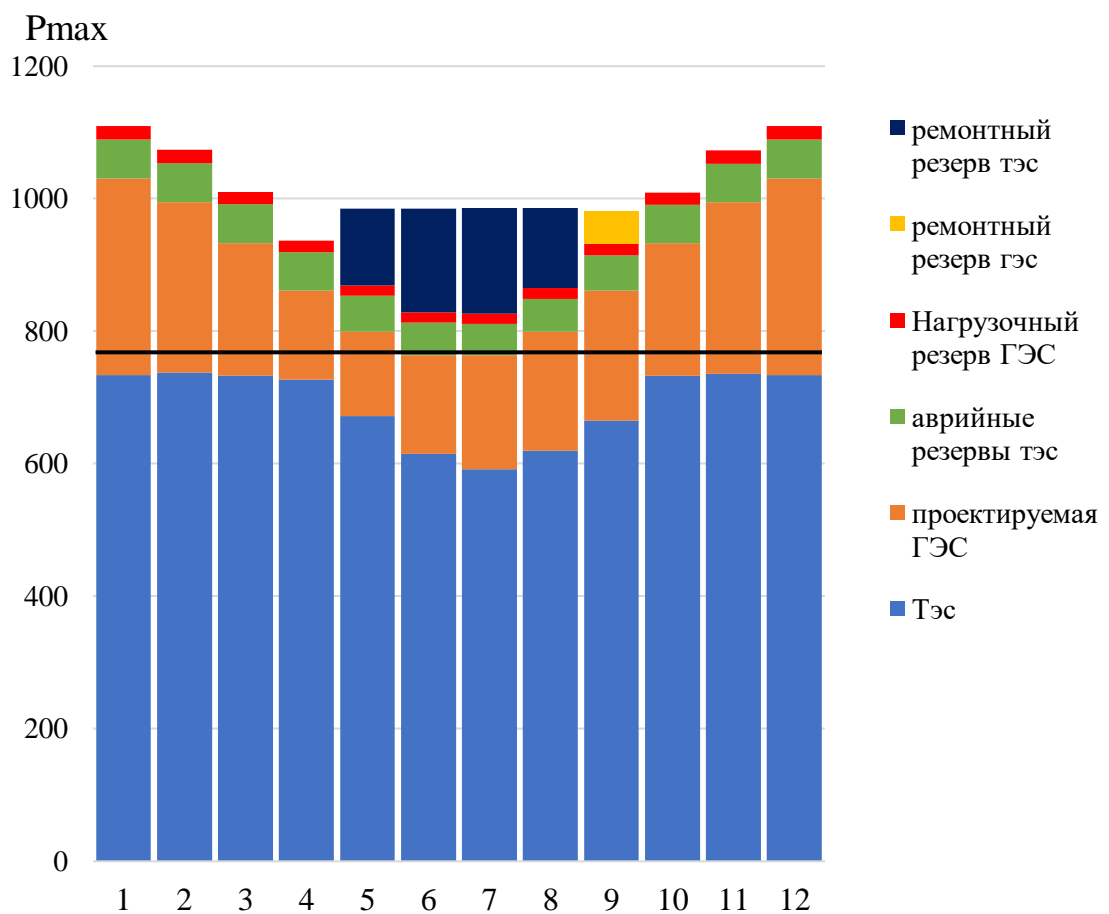


Рисунок 2.3-Баланс мощности

Определим установленную мощность проектируемой ГЭС:

$$N_{уст} = N_{раб} + N_{рез} = 297 + 21 = 316 \text{ МВт.} \quad (2.4)$$

2.7 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС в средневодном году

Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС в средневодном году производится в две итерации. Первая итерация сработка-наполнение водохранилища по отметкам, т.е. максимально приближено к маловодному году, вторая итерация сработка-наполнение водохранилища по мощностям т.е. опустошение водохранилища до отметки умо с последующим быстрым его наполнением для обеспечения максимальных напоров. После проведения двух итераций выбирается тот режим при котором больше среднегоголетняя выработка.

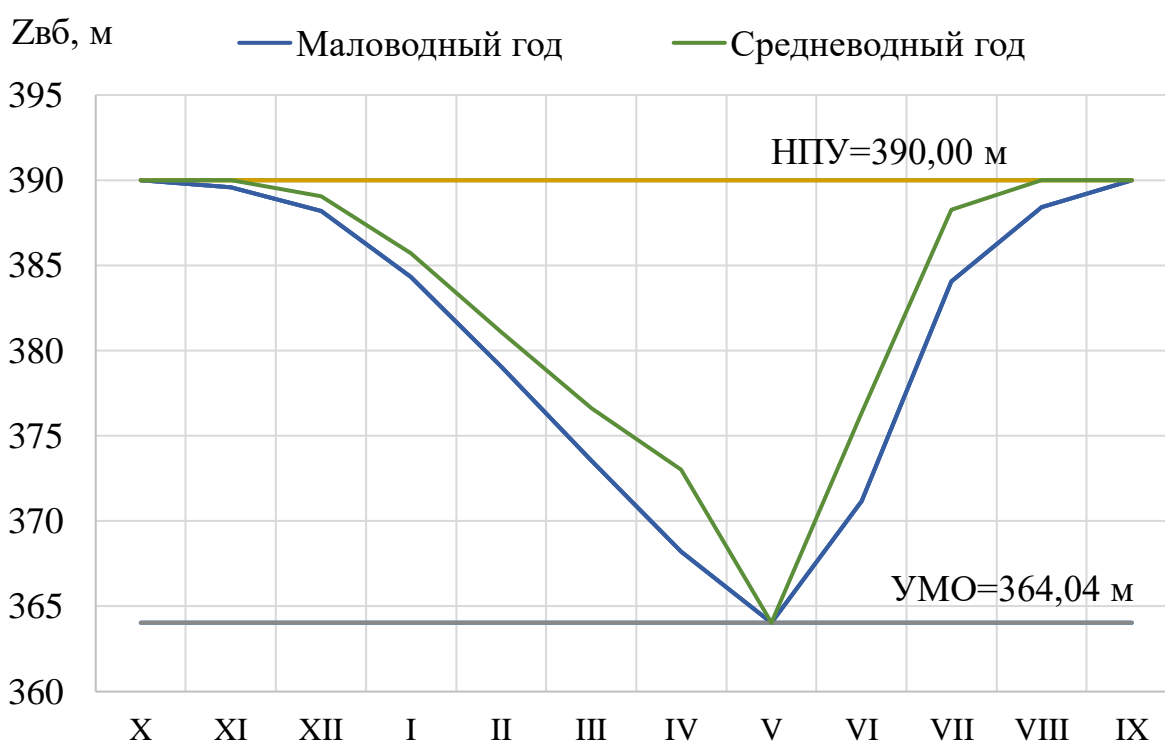


Рисунок 2.4-График сработки-наполнения водохранилища в средневодный год

Данные о сработке-наполнении водохранилища представлены в приложении.

После проведения ВЭР была вычислена выработка для обеих итераций. 1,77 млрд кВт·ч для первой и 1,84 млрд кВт·ч для второй.

2.8 Выбор основного и дополнительного оборудования, режимное поле

Нужно определить область допустимых режимов работы, проектируемой ГЭС, для этого строится режимное поле с указанием линий ограничений для разных режимов.

Режимное поле представлено на рисунке 2.5.

Таблица 2.11-режимы работы ГЭС

Кривые связи нб для летних и зимних условий			Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Q_{нб}$	$z_{нб}^{лето}$	$z_{нб}^{зима}$	$H_{нпу}$	$H_{умо}$	$H^z вб1$	H	Q	H	Q
0	313,00	313,00	76,30	50,34	68,00	74,00	500,61	63,50	583,39
100	315,10	315,47	74,20	48,24	65,90	73,95	500,95	61,90	576,00
200	316,12	316,47	73,18	47,22	64,88	72,90	508,17	60,30	568,50
300	316,73	317,02	72,57	46,61	64,27	71,85	515,59	58,70	560,91
400	317,15	317,45	72,15	46,19	63,85	70,80	523,24	57,10	553,21
500	317,46	317,78	71,84	45,88	63,54	69,75	531,12	55,50	545,41
600	317,71	318,01	71,59	45,63	63,29	68,70	539,24	53,90	537,49
700	317,90	318,15	71,40	45,44	63,10	67,65	547,60	52,30	529,45
800	318,06	318,33	71,24	45,28	62,94	66,60	556,24	50,70	521,29
900	318,20	318,66	71,10	45,14	62,80	65,55	565,15	49,10	513,00
1000	318,36	319,01	70,94	44,98	62,64	64,50	574,35	47,50	504,57
1100	318,54	318,80	70,76	44,80	62,46	63,50	583,39	45,90	496,00

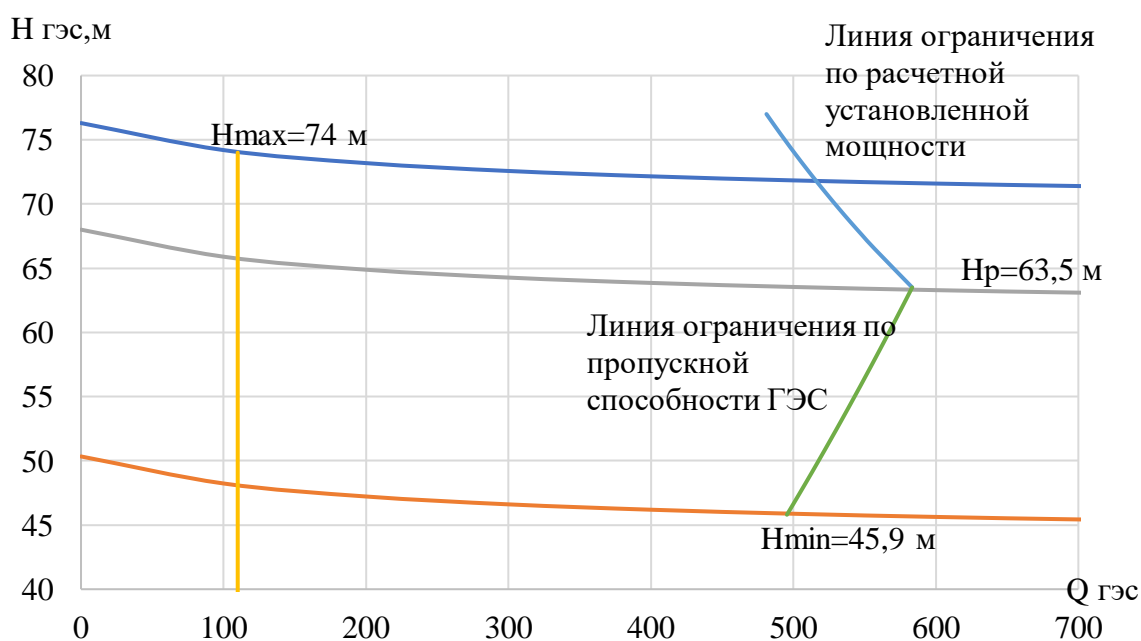


Рисунок 2.5-Режимное поле

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор системы и количества гидроагрегатов

Выбор системы и типа гидротурбины осуществляется с учетом диапазона изменения напора, полученного из режимного поля. Максимальный напор ГЭС не должен превышать предельное значение напора для данного типа гидротурбины. Так же отношение $\frac{H_{\min \Gamma}}{H_{\max \text{ ГЭС}}}$ не должно быть меньше справочных для данной гидротурбины.

Для имеющегося диапазона изменения напора были выбраны следующие гидротурбины:

-радиально-осевая РО-75-В

-поворотной-лопастной диагональной ПЛД-90-В

Параметры данных турбин представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1-Параметры турбин

Параметр		РО-75-В	ПЛД-90-В
Максимальный напор гидротурбин	$H_{\text{пред}}, \text{ м}$	75	90
Диапазон регулирования	H_{\min}/H_{\max}	0,6	0,5
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{1 \text{ opt}}, \text{ об/м}$	83	85
Оптимальный приведенный расход	$Q_{1 \text{ opt}}, \text{ л/с}$	1020	820
Оптимальный КПД модели	$\eta_{\text{мод}}$	0,920	0,921
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1 \text{ max}}, \text{ л/с}$	1200	1300
Коэффициент кавитации	$\sigma (Q'_{1 \text{ max}})$	0,13	0,45
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D_{1 \text{ м}}, \text{ м}$	0,460	0,460
Напор модельной турбины	$H_{\text{мод}}, \text{ м}$	4	4
Температура	$t_{\text{мод}}, \text{ }^\circ\text{C}$	20	16

На главных универсальных характеристиках турбин намечаем расчетные точки P1, предварительно проведя линию через оптимум КПД. ($Q'_{(p1)} = 1,17 \frac{m^3}{c}$ для РО-75-В, $Q'_{(p1)} = 1,27 \frac{m^3}{c}$, – для ПЛД-90-В).

Для выбора оптимального рабочего колеса необходимо выполнить основные расчёты для ряда стандартных диаметров. Результаты расчётов представлены в таблицах 2.2, 2.3, для РО75-В и ПЛД90-В соответственно.

КПД натурной турбины η_T определим по формуле:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \cdot \left[(1 - \varepsilon) + \varepsilon * \sqrt[5]{\frac{D_{1M}}{D_1}} \sqrt[10]{\frac{H_M}{H_p}} \sqrt[5]{\frac{v_H}{v_{M1}}} \right], \quad (3.1)$$

где η_M, D_{1M}, H_M – КПД, диаметр и напор модельной турбины; D_1, H_p – диаметр и расчетный напор натурной турбины; v_H, v_{M1} – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для натуральных и модельных условий t_n и t_m ;

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

Мощность одного агрегата:

$$N'_a = 9,81 \cdot Q'_{Ip} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_{Гср}, \quad (3.2)$$

где Q'_{Ip} – приведенный расход в расчетной точке; $\eta_{Гср}$ – средний КПД генератора (предварительно принимаем 0,96).

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов находим по формуле:

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

где $N_{уст} = 316$ МВт – расчетная установленная мощность.

Расчитанное число агрегатов Z'_a округляется в большую сторону Z_a (округленное число должно быть кратно 2 или 3).

Далее уточняется мощность одного агрегата:

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

Синхронная частота вращения:

$$n_c^* = \frac{n_p \sqrt{\Delta P \cdot H_p}}{D_1}, \quad (3.5)$$

где n_p^l – приведенная частота вращения в расчетной точке ГУХ; $\Delta P = \frac{\eta_T}{\eta_M}$ – поправка на КПД при переходе от модели к натуре.

По полученной синхронной частоте вращения принимается ближайшее стандартное значение n_c .

Приведенные частоты вращения, соответствующие известным напорам – максимальному, расчетному и минимальному находятся по следующим формулам:

$$n_{1 \max}^l = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{\min} \cdot \Delta P}}, \quad (3.6)$$

$$n_{1 p}^l = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_p \cdot \Delta P}}, \quad (3.7)$$

$$n_{1 \min}^l = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{\max} \cdot \Delta P}}, \quad (3.8)$$

После проведения на главной универсальной характеристике линий $n_{1 \max}^l$, $n_{1 p}^l$, $n_{1 \min}^l$ определяем окончательное положение расчетной точки. Для этого на линии $n_{1 p}^l$ подбираем такое сочетание $Q'_{1 p}$ и η_T чтобы выполнялось равенство:

$$Q'_{1 p} \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9.81 \cdot D_1^2 \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p \cdot \eta_T}}. \quad (3.9)$$

Для полученной расчетной точки строится линия ограничения по установленной мощности генератора. Для этого на линии $n_{1 \min}^l$, аналогичным образом находим точку, подставив в уравнение (2.9) вместо H_p максимальный напор H_{\max} :

$$Q'_{1 p} \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9.81 \cdot D_1^2 \cdot H_p \cdot \sqrt{H_{\max} \cdot \eta_T}}. \quad (3.10)$$

Соединив эти две точки получилась линия ограничения по установленной мощности генератора.

Линия ограничения по турбине строится параллельно линии открытия направляющего аппарата.

Таблица 3.2-Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D_1 гидротурбины PO75-B.

D1	5.6	5,3	4,75	4,5	4,25	4	3,75
η_m	0,952	0,951	0,951	0,950	0,950	0,950	0,949

Na",МВт	166,4068	149,006	119,6052	107,3106	95,68419	84,72579	74,43521
Za*	1,8990	2,1207	2,6420	2,9447	3,3025	3,7297	4,2453
Za	2	3	3	3	4	4	6
Na,МВт	158,000	105,333	105,333	100,000	79,000	79,000	52,667

Продолжение таблицы 3.2.

ΔP	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
nc*,об/мин	119,9524	126,7213	141,3472	149,1749	157,9216	167,7595	178,9065
nc,об/мин	120	130,4	150	150	166,7	166,7	187,5
n'min,об/мин	76,8	79,0	81,5	77,2	81,0	76,3	80,5
n'p,об/мин	82,9	85,3	88,0	83,3	87,5	82,4	86,9
n'max,об/мин	97,5	100,3	103,5	98,0	102,9	96,9	102,2
q*η Нp	1,0572	0,7868	0,9796	1,0915	0,9178	1,0361	0,7859
q*η Нmax	0,8404	0,6254	0,7787	0,8677	0,7295	0,8236	0,6247

Таблица 3.3-Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D1 гидротурбины ПЛД90-В.

D1	5,3	5	4,75	4,5	4,25	4	3,75
ηm	0,953	0,952	0,952	0,952	0,951	0,951	0,951
Na",МВт	161,2971	143,5049	129,4738	116,1661	103,5814	91,71971	80,58075
Za*	1,9591	2,2020	2,4406	2,7202	3,0507	3,4453	3,9215
Za	2	3	3	3	4	4	4
Na,МВт	158,000	105,333	105,333	105,333	79,000	79,000	79,000
ΔP	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
nc*,об/мин	129,9696	137,7443	144,972	153,0012	161,9733	172,0647	183,4989
nc,об/мин	130,4	136,4	150	166,7	166,7	187,5	187,5
n'min,об/мин	79,0	78,0	81,5	85,8	81,0	85,8	80,5
n'p,об/мин	85,3	84,2	87,9	92,6	87,5	92,6	86,9
n'max,об/мин	100,3	99,0	103,4	108,9	102,9	108,9	102,2
q*η Нp	1,1803	0,8848	0,9795	1,0915	0,9178	1,0361	1,178864
q*η Нmax	0,9384	0,7021	0,7787	0,8676	0,7295	0,8236	0,93708

Анализируя полученные варианты параметров турбин, была выбрана турбина РО75-В-400. Вариант с турбиной ПЛД90-В в дальнейшем рассматриваться не будет, так как расчетная точка на главной универсальной характеристике не находится в рекомендуемом диапазоне работы для всех рассмотренных диаметров.

Зона работа данной турбины представлена на УХ (приложение А)

3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины

Отметка установки рабочего колеса находится по формуле:

$$\nabla Z_{pk} = Z_{нб}(Q_{нб}) + H_s, \quad (3.11)$$

где $Z_{НБ}(Q_{НБ})$ —отметка уровня воды в НБ при $Q_{НБ}$, соответствующая расчетному значению H_s .

Исходя из условия безкавитационной работы гидротурбины необходимо определить допустимую высоту отсасывания.

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

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

Высота отсасывания была определена по следующей формуле:

$$H_s = B - \frac{Z_{НБ}(Q_{НБ})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5 + Z_x, \quad (3.12)$$

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

Результаты расчета высоты отсасывания для трех рассматриваемых режимов представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4-Результаты расчета высоты отсасывания.

Турбина	H_{S1}	H_{S2}	H_{S3}
РО75	1,56	-1,93	0,64

Для расчета отметки установки рабочего колеса была выбрана высота отсасывания для самого неблагоприятного режима т.е. $H_{S2}=-1,93$, отметка уровня НБ для данного режима $Z_{НБ}(Q_{НБ})=315,66$, таким образом по формуле (3.11) отметка установки:

$$\nabla Z_{рк} = Z_{НБ}(Q_{НБ}) + H_s = 315,66 - 1,93 = 313,73 \text{ м.}$$

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

3.3 Выбор типа серийного гидрогенератора

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

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos\varphi} = \frac{79}{0,9} = 87,8 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (3.13)$$

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

Число полюсов гидрогенератора:

$$P = \frac{6000}{n_c} = \frac{6000}{166,7} = 36. \quad (3.14)$$

По справочным данным выбираем гидрогенератор: СВ-835/180-36. Данные генератора представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Номинальные данные гидрогенератора СВ-835/180-36

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{\text{ном}}$	МВ·А	95
Номинальная активная мощность	$P_{\text{ном}}$	МВ	85
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$	о.е.	0,9
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}}$	кВ	13,8
Номинальный ток	$I_{\text{ном}}$	кА	4,65
Номинальная частота вращения	$n_{\text{ном}}$	об/мин	166,7
Сопротивление обмоток статора	X_d	о.е.	0,94
Переходное сопротивление	X'_d	о.е.	0,3
Сверхпереходное сопротивление	X''_d	о.е.	0,22
Наружный диаметр статора	D_c	м	8,35
Длина сердечника статора	H	м	1,8
Исполнение	Зонтичное		

3.4 Расчет и построение металлической спиральной камеры

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

Металлическая спиральная камера ($\varphi = 345 \div 360^\circ$) имеет круглое поперечное сечение с переходом на эллиптические в районе зуба, служат для подвода воды к турбине и формирования потока на входе в направляющий аппарат.

По ГУХ для данной турбины выбирают высоту направляющего аппарата $b_0 = 0,35 \cdot D_1 = 0,35 \cdot 4 = 1,4$ м и угол обхвата $\varphi = 345^\circ$; и высоту статора $b_1 = b_0 + 0,2 = 1,6$ м. Основные размеры статора для $D_1=4$ м:

$D_a=6,15$ м, $D_b=5,32$ м, $D_4=6,5$ м, $R_4=3,25$ м $R=0,35$ м, $h_1=0,35$ м.

Полная высота статора:

$$H_1 = b_1 + 2 \cdot h = 1,6 + 2 \cdot 0,35 = 2,3 \text{ м} \quad (3.15)$$

Скорость во входном сечении спиральной камеры принималось по графику:

$$v_{cp} = f(H_p), \text{ откуда } v_{cp} = 7,2 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Расход через входное сечение:

$$Q_{вх} = Q_p \cdot \frac{\varphi}{360^\circ} = \frac{133,5 \cdot 345}{360} = 127,9 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.16)$$

Площадь входного сечения спиральной камеры:

$$F_{вх} = \frac{Q_{вх}}{v_{cp}} = \frac{127,9}{7,2} = 17,8 \text{ м}^2. \quad (3.17)$$

Радиус входного сечения:

$$r_{вх} = \sqrt{\frac{F_{вх}}{\pi}} = \sqrt{\frac{17,8}{3,14}} = 2,38 \text{ м} \quad (3.18)$$

Расстояние от оси турбины до центра входного сечения:

$$a_{вх} = R_4 + \sqrt{r_{вх}^2 - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} = 3,25 + \sqrt{2,38^2 - \left(\frac{2,3}{2}\right)^2} = 5,38 \text{ м}. \quad (3.19)$$

Наружный радиус входного сечения:

$$R_{вх} = a_{вх} + r_{вх} = 5,38 + 2,38 = 7,76 \text{ м}. \quad (3.20)$$

Значение $\frac{\varphi}{c}$ входного сечения:

$$\frac{1}{c} = \frac{360 \cdot (a - \sqrt{a^2 - \rho^2})}{\varphi} = \frac{360 \cdot (5,38 - \sqrt{5,38^2 - 2,38^2})}{345} = 0,58 \quad (3.21)$$

$$\varphi = \frac{\varphi_{\text{вх}}}{360} = \frac{345}{360} = 0,96 \quad (3.22)$$

Последовательно задавая ряд значений углов φ_i через $\Delta\varphi = 15^\circ$, были рассчитаны все сечения спиральной камеры.

$$x = \frac{\varphi}{c} + \sqrt{\frac{2 \cdot R_4 \cdot \varphi}{c} - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} \quad (3.23)$$

Расстояние до центра расчетного сечения:

$$a = R_4 + x \quad (3.24)$$

Радиус расчетного сечения:

$$p = \sqrt{x^2 + \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} \quad (3.25)$$

Результаты расчета представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.6-Параметры металлической спиральной камеры

ϕ	-	-	-	-	-	x	x^2	p^2	p	a	R
	$\phi/360$	ϕ/c	$2R_4 \cdot [3]$	$[4] - (H_1/2)^2$	$\sqrt{[5]}$	$[6] + [3]$	$[7]^2$	$[8] + (H_1/2)^2$	$\sqrt{[9]}$	$R_4 + [7]$	$[10] + [11]$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
345	0,958	0,555	3,604	2,481	1,575	2,130	4,535	5,659	2,829	5,380	8,209
330	0,917	0,530	3,448	2,324	1,524	2,055	4,223	5,346	2,673	5,305	7,978
315	0,875	0,506	3,291	2,167	1,472	1,978	3,914	5,038	2,519	5,228	7,748
300	0,833	0,482	3,134	2,011	1,418	1,900	3,611	4,734	2,367	5,150	7,517
285	0,792	0,458	2,978	1,854	1,362	1,820	3,311	4,435	2,217	5,070	7,287
270	0,750	0,434	2,821	1,697	1,303	1,737	3,016	4,140	2,070	4,987	7,057
255	0,708	0,410	2,664	1,541	1,241	1,651	2,726	3,850	1,925	4,901	6,826
240	0,667	0,386	2,507	1,384	1,176	1,562	2,440	3,564	1,782	4,812	6,594
225	0,625	0,362	2,351	1,227	1,108	1,469	2,159	3,283	1,641	4,719	6,361
210	0,583	0,338	2,194	1,070	1,035	1,372	1,883	3,006	1,503	4,622	6,125
195	0,542	0,313	2,037	0,914	0,956	1,269	1,611	2,735	1,367	4,519	5,887
180	0,500	0,289	1,881	0,757	0,870	1,159	1,344	2,468	1,234	4,409	5,643
165	0,458	0,265	1,724	0,600	0,775	1,040	1,082	2,205	1,103	4,290	5,393

Так как для дальнейших углов φ сечение СК принимает форму эллипса, то методика указанная выше, не подходит, поэтому была построена плавная зависимость по уже имеющимся координатам R и φ до координаты $(\varphi = 0; R = \frac{5,32}{2})$.

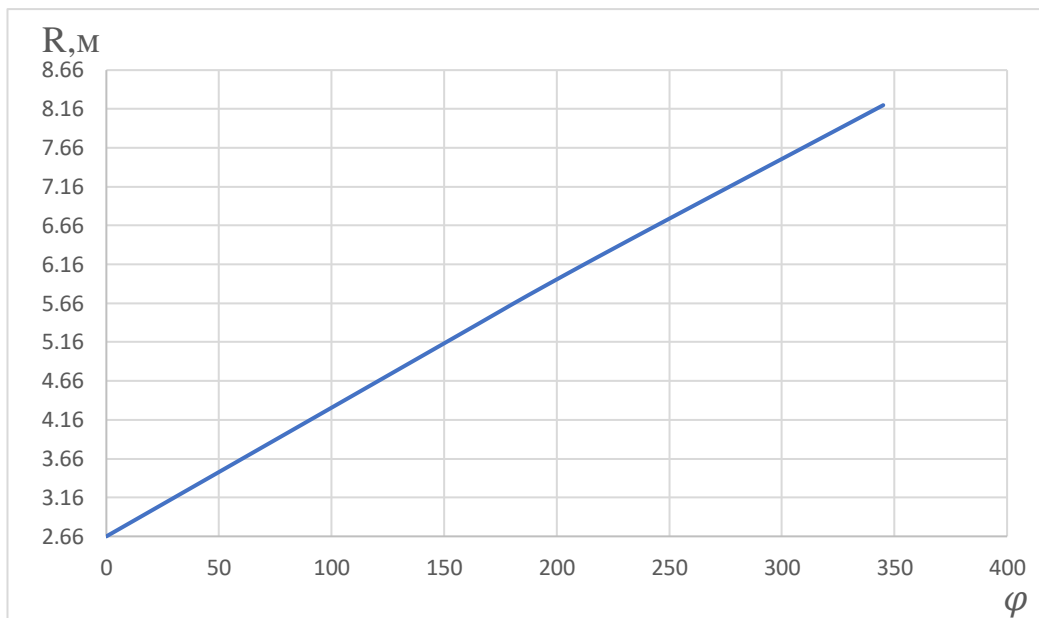


Рисунок 3.1-Изменение наружного диаметра спиральной камеры $R=f(\varphi)$

Далее по рисунку 3.1 были сняты значения R_{φ} в зависимости от угла φ :

$$R_{(\varphi=150)} = 5,16 \text{ м.} \quad (3.26)$$

Размеры эллиптических сечений спиральной камеры:

$$p_1 = \frac{H_1}{2 \cdot \sin a_k} = \frac{2,3}{2 \cdot \sin 35^\circ} = 2 \text{ м.} \quad (3.27)$$

Меньший радиус для любого эллиптического сечения:

$$p_{2(\varphi=150)} = \frac{R_{(\varphi=150)} - (R_4 + p_1 \cdot (1 - \cos a_k))}{2 \cdot \cos 35^\circ} = \frac{5,16 - (3,25 + 2 \cdot (1 - \cos 35^\circ))}{2 \cdot \cos 35^\circ} = 1,69. \quad (3.28)$$

Данные занесены в таблицу 3.7.

Таблица 3.7.

φ°	$p_1, \text{м}$	$R, \text{м}$	$p_2, \text{м}$
150	2	5,16	1,69
135		4,89	1,42
120		4,65	1,18

105		4,4	0,93
90		4,15	0,68
75		3,9	0,43
60		3,65	0,18
45		3,4	0,03

Чертеж спиральной камеры представлен в приложении Б.

3.5 Расчет вала на прочность. Расчет подшипника

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

Предварительный расчет наружного диаметра вала:

$$D_B^* \geq \left(\frac{5,1 \cdot M_{кр}}{\tau_{доп}} \right)^{0,33}, (3.29)$$

где: $\tau_{доп} = 30 \div 35$ МПа.

Принимаем $\tau_{доп} = 30$ МПа, а крутящий момент $M_{кр}$ определяем по формуле:

$$M_{кр} = \frac{0,00974 \cdot N}{n_{синх}} = \frac{0,00974 \cdot 79000}{166,7} = 4,62 \text{ кН} \cdot \text{м}. (3.30)$$

$$D_B^* \geq \left(\frac{5,1 \cdot 4,62}{30} \right)^{0,33} = 0,923 \text{ м}.$$

Окончательно принимаем диаметр вала 0,95 метра.

Направляющий подшипник турбины предназначен для восприятия радиальных нагрузок.

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

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

$$R_{рад} = \frac{0,8 \cdot N}{n_c \cdot D_1} = \frac{0,8 \cdot 79000}{166,7 \cdot 4} = 94,87 \text{ кН}. (3.31)$$

Диаметр вала под подшипником $d_{п}$, с учётом облицовки, обычно принимается на 15-20 мм больше D_B , тогда $d_{п} = 970$ мм.

Для кольцевого подшипника удельное давление равно (кПа):

$$p_{уд} = \frac{R_{рад}}{d_{п} \cdot h_{п}} \leq [p_{уд}], \quad (3.32)$$

где $h_{п}$ принимается 400 мм., при $D_{в} = (850 - 1100)$ мм.

Экспериментально получено, что допустимое $[p_{уд}]$ для кольцевого подшипника:

$$[p_{уд}] = 29 \cdot U. \quad (3.33)$$

$$U = \pi \cdot n_{синх} \cdot \frac{d_{п}}{30} = 3,14 \cdot 166,7 \cdot \frac{0,97}{30} = 16,92 \frac{м}{сек}. \quad (3.34)$$

$$[p_{уд}] = 29 \cdot 16,92 = 490,68 \text{ кПа}.$$

$$p_{уд} = \frac{94,87}{0,97 \cdot 0,4} = 244,51 \text{ кПа}.$$

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

Для сегментного подшипника удельная нагрузка на сегмент равна (кПа):

$$p_{уд} = \frac{R_{рад}}{l_{сегм} \cdot h_{п}} \leq [p_{уд}], \text{ кПа}, \quad (3.35)$$

где $l_{сегм}$ -длина сегмента в окружном направлении, причем:

$$l_{сегм} = (0,85 - 0,90) \cdot \pi \cdot \frac{d_{п}}{Z_{сегм}} = 0,9 \cdot 3,14 \cdot \frac{0,97}{8} = 0,34 \text{ м}. \quad (3.36)$$

где $Z_{сегм}$ -число сегментов.

Определяется усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{рад}}{1+2 \cdot \cos a + 2 \cos(2a)} = \frac{94,87}{1+2 \cdot \cos(45^{\circ}) + 2 \cos(90^{\circ})} = 39,3 \text{ кН}, \quad (3.37)$$

где a – центральный угол расположения сегментов.

$$a = \frac{360}{Z_{сегм}} = \frac{360^{\circ}}{8} = 45^{\circ}. \quad (3.38)$$

Для сегментных подшипников:

$$[p_{уд}] = 50 \cdot U = 50 \cdot 16,92 = 846 \text{ кПа.} \quad (3.39)$$

$$p_{уд} = \frac{94,87}{0,34 \cdot 0,4} = 694,12 \text{ кПа.}$$

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

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

3.6 Выбор маслонапорной установки и электрогидравлического регулятора

Маслонапорная установка необходима для создания давления масла в системе регулирования.

По номограмме [2] для турбины РО75-В-400 определим тип маслонапорной установки: МНУ 2,5/1 – 40 – 4 – 2.

Маслонапорная установка с гидроаккумулятором вместимостью 2,5 м³, состоящим из одного сосуда на давление 40 МПа (40 кгс/см²), имеющим сливной бак МА 4– 2 вместимостью 4 м³ с двумя насосами.

Был выбран электрогидравлический регулятор [2]: ЭГР – 2И1 – 150 – 11.

Тип панели электрооборудования – ЭГР–2И1;

Тип гидромеханической колонки управления - ЭГР–150–11.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС

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

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

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

Для рассмотрения принимаются две схемы: с одиночными блоками и укрупненными блоками, представленные на рисунке 4.1.1.

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

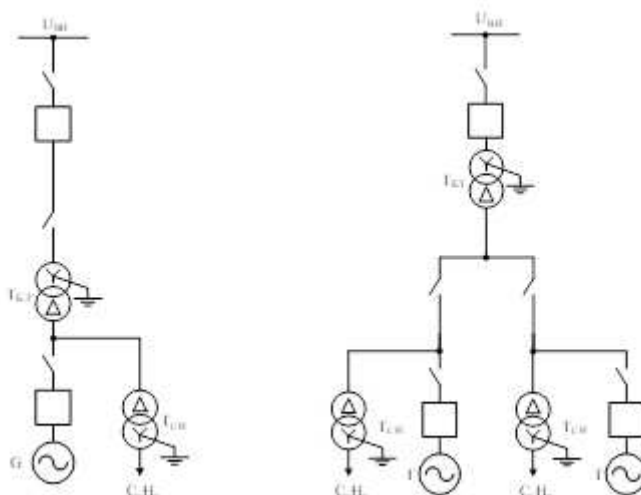


Рисунок 4.1 – Схема с одиночными и укрупненными блоками

Исходя из СТО [9], мощность энергоблока, присоединяемого к РУ 220 кВ, не должна превышать 330 МВт. Так как на станции агрегаты с установленной мощностью 85 МВт, применение укрупненных блоков допустимо.

4.2 Выбор трансформаторов СН

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

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

$$S_{с.н.} = 0,01 \cdot \frac{85}{0,9} = 0,944 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

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

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

По каталогу завода «Трансна» выбираются 4 трансформатора ТСЗ-1000/10/6. Каталожные данные приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1–Каталожные данные трансформатора ТСЗ–1000/10,5/6

$S_{ном}, \text{ МВ} \cdot \text{А}$	$U_{н}, \text{ кВ}$		$U_{к}, \%$
	$U_{вн}$	$U_{нн}$	
4	10,5	6	8

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

4.3 Выбор повышающих трансформаторов

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

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

$$S_{расч} = \frac{P_{Гном} - P_{с.н.}}{\cos\varphi_{Г}} = \frac{85 - 85 \cdot 0,01}{0,9} = 90,67 \text{ МВ} \cdot \text{А} , \quad (4.2)$$

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

По каталогу ООО "Тольятинский трансформатор" выбираем трансформатор

ТДЦ-125000/220-у1, ухл1. Каталожные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2– Каталожные данные трансформатора ТДЦ-125000/220-у1, ухл1

S _{ном} , МВА	U _н , кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _{хх} , кВт	I _х ,%
	U _{вн}	U _{нн}				
125	242	10.5	11	380	135	0,5

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

Суммарная мощность, выдаваемая в систему:

$$S_{сн} = \frac{P_{уст} - P_{с.н.}}{\cos\varphi} = \frac{316 - 3,16}{0,9} = 347,6 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (4.3)$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 220 кВ:

$$P_{нат.} = 135 \text{ МВт}; \quad K = 1,2; \quad \cos\varphi_c = 0,9, \quad (4.4)$$

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

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

Число отходящих линий 220 кВ:

$$n_{л} = \frac{P_{уст} - P_{сн}}{(K \cdot P_{нат.} / \cos\varphi_c)} + 1 = \frac{316 - 3,16}{(1,2 \cdot 135 / 0,9)} + 1 = 2,74. \quad (4.5)$$

Принимается число ВЛ 220 кВ равным n_л = 3.

$$I_{раб} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{347,6}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,304 \text{ кА}. \quad (4.6)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{расч} = \alpha_T \cdot \alpha_i \cdot I_{раб} = 1,05 \cdot 1,0 \cdot 304 = 319,2 \text{ А}, \quad (4.7)$$

где α_i = 1,05 – коэффициент, учитывающий участие потребителя в максимуме нагрузки;

α_T = 1,0 – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации.

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

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

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{347,6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,456 \text{ кА.} \quad (4.8)$$

$I_{\text{доп}} > I_{\text{п.ав}}$, $605\text{А} > 456\text{кА}$ следовательно, выбранный провод удовлетворяет условию нагрева.

Параметры провода АС–240/32 приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Параметры провода марки АС–240/32

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

4.5 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения

Число присоединений РУ–220 кВ: 7(3 ВЛЭП 220 кВ, 4 блоков). При данном числе присоединений для данного класса напряжения РУ выбираем вариант с двумя рабочими и обходной системой шин. Выбранная схема РУ – 220 кВ представлена на рисунке 4.2.

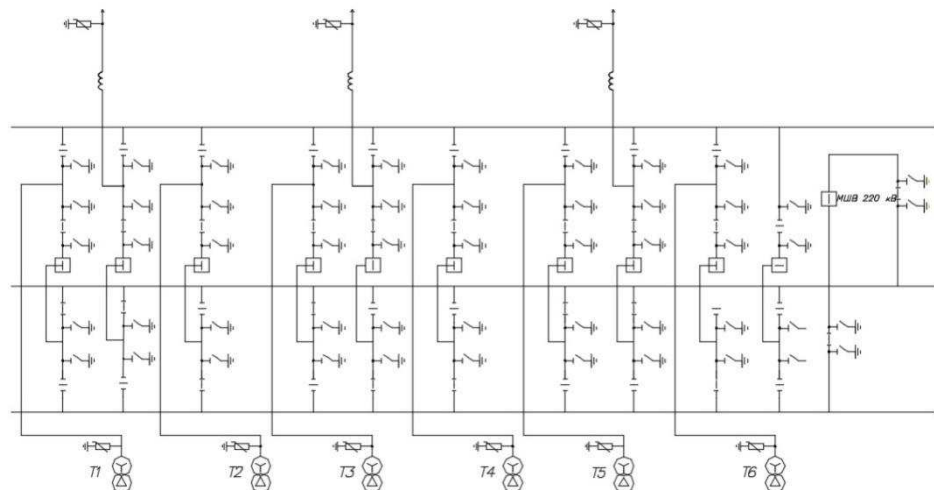


Рисунок 4.2– Схема РУ ВН 220 кВ: 2 СШ с ОШВ

4.6 Техничко-экономический расчет

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

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

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 (текущих, средних, капитальных), 1/год;

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

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

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

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8729 \text{ ч.} \quad (4.11)$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{xx}} = n_{\text{T}} \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,135 \cdot 8729 = 1178,42 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.12)$$

где n_{T} – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{H}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{T}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{Tном}}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{0,380}{1} \cdot \left(\frac{90,67}{125}\right)^2 \cdot 2405 = 480,85 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (4.13)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для четырех трансформатора:

$$I_{\text{пот(1)}} = \Delta W_{\text{xx}} \cdot B_1 + \Delta W_{\text{H}} \cdot B_2, \quad (4.14)$$

где γ_0 – стоимость одного МВт · ч электроэнергии.

$$I_{\text{пот(1)}} = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 1178,42 + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 480,85 = 11,4 \text{ тыс. руб./год.}$$

Для 4 блоков:

$$I_{\text{пот}} = 4 \cdot 11,4 = 45,6 \text{ тыс. руб./год.}$$

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

$$K = n \cdot K_T + m \cdot K_{T_{\text{с.н.}}} + t \cdot K_{\text{ору}}, \quad (4.15)$$

где K_T – стоимость силового трансформаторов (75000 тыс.руб.);
 $K_{T_{\text{с.н.}}}$ – стоимость трансформатора собственных нужд (8000 тыс.руб.);
 $K_{\text{ору}}$ – стоимость ячейки ОРУ (15000 тыс.руб.);
 n – число силовых трансформаторов;
 m – число трансформатора собственных нужд;
 t – число ячеек ОРУ (для схем с 2СШ предусматривается $k+2$)

Стоимость одной ячейки ОРУ с учетом коэффициента инфляции:

$$K_{\text{ору}} = 15000 \text{ тыс.руб.}$$

Капиталовложения для схемы с одиночными блоком по формуле:

$$K_1 = 4 \cdot 75000 + 3 \cdot 8000 + 9 \cdot 15000 = 444000 \text{ тыс. руб.}$$

$$Z_i = E_n \cdot K_i + I_i, \quad (4.16)$$

где $E_n = 0,15$ – нормативный коэффициент

Полные приведенные затраты для схемы с одиночным блоком по формуле:

$$Z_1 = 0,15 \cdot 444000 + 45600 = 113100 \text{ тыс. руб.}$$

4.7 Расчет токов короткого замыкания

4.7.1 Расчет параметров элементов схемы

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_{\Gamma} = x_{d}'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,22 \cdot \frac{10,5^2}{95} = 0,26 \text{ Ом}, \quad (4.17)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{\Gamma} = E_{*}'' \cdot U_{\text{б}} = 1,13 \cdot 10,5 = 11,865 \text{ кВ}. \quad (4.18)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_{\text{T}} = \frac{U_{\text{K}\%} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{11 \cdot 242^2}{100 \cdot 125} = 51,54 \text{ Ом}. \quad (4.19)$$

Система:

$$x_{\text{С}} = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{КЗ}}} = \frac{230^2}{150} = 352,667 \text{ Ом}, \quad (4.20)$$

Линии связи 220 кВ с энергосистемой:

$$x_{\text{Л}} = x_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,435 \cdot 10 = 4,35 \text{ Ом}. \quad (4.21)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_{\text{С}} = E_{*\text{С}} \cdot U_{\text{б1}} = 1,0 \cdot 230 = 230 \text{ кВ} \quad (4.22)$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_{\text{T}} = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{10,5}{242} = 0,043. \quad (4.23)$$

Определим активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{*\Gamma}}{T_{\text{а,}\Gamma} \cdot \omega} = \frac{0,3}{0,045 \cdot 314} = 0,021 \text{ Ом}. \quad (4.24)$$

$$r_{\text{С}} = \frac{x_{\text{С}}}{T_{\text{а,С}} \cdot \omega} = \frac{352,667}{0,035 \cdot 314} = 32,09 \text{ Ом}. \quad (4.25)$$

$$r_{\text{Л}} = r_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,121 \cdot 10 = 1,21 \text{ Ом}. \quad (4.26)$$

$$r_{\text{T}} = \frac{\Delta P_{\text{К}} \cdot U_{\text{б}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = \frac{0,380 \cdot 230^2}{125^2} = 1,31 \text{ Ом}. \quad (4.28)$$

4.7.2 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.

	О	S	s0	Название	№ АРМ	U_ном	G_ш	B_ш	g0	b0
1	<input type="checkbox"/>		y	Г1		10				
2	<input type="checkbox"/>		y	Г2		10				
3	<input type="checkbox"/>		y	Г3		10				
4	<input type="checkbox"/>		y	Г4		10				
5	<input type="checkbox"/>		y	Блок 1		10				
6	<input type="checkbox"/>		y	Блок 2		10				
7	<input type="checkbox"/>		y	Блок 3		10				
8	<input type="checkbox"/>		y	Блок 4		10				
9	<input type="checkbox"/>		y	ОРУ		230				
10	<input type="checkbox"/>		y	Система		230				

Рисунок 4.3 – Исходные данные по узлам

	О	S	Тип	s0	tpr0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	БД...	N_анц	Кт/г
1	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл		1	5		Г1 - Блок 1							
2	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл		2	6		Г2 - Блок 2							
3	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл		3	7		Г3 - Блок 3							
4	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл		4	8		Г4 - Блок 4							
5	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	Выкл		10	9		Система - ОРУ	1,21	4,35					
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р		9	5		ОРУ - Блок 1	1,31	51,54					0,043
7	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р		9	6		ОРУ - Блок 2	1,31	51,54					0,043
8	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р		9	7		ОРУ - Блок 3	1,31	51,54					0,043
9	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р		9	8		ОРУ - Блок 4	1,31	51,54					0,043

Рисунок 4.4 – Исходные данные по ветвям

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1			1	Г1	1	0,021	0,260	0,021	0,260	0,021	0,260	11,865
2			2	Г2	2	0,021	0,260	0,021	0,260	0,021	0,260	11,865
3			3	Г3	3	0,021	0,260	0,021	0,260	0,021	0,260	11,865
4			4	Г4	4	0,021	0,260	0,021	0,260	0,021	0,260	11,865
5			5	система	10	32,090	352,667	32,090	352,667	32,090	352,667	230,000

Рисунок 4.5– Исходные данные по генераторам

Результаты расчётов токов КЗ представлены на рисунках 4.6, 4.7, 4.8 и сведены в таблицу 4.4.

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1	1	1	1	3ф	9					3,6791	-86,07

Рисунок 4.6 – Результат расчета токов трехфазного КЗ

№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1	r1	x1	I 2	dI 2	r2	x2	I 0	dI 0
1	1	1ф	9					1,3351	-85,88			1,3351	-85,88			1,3351	-85,88

Рисунок 4.7– Результат расчетов токов однофазного КЗ

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1	1	1	1	3ф	1					60,3247	-86,45

Рисунок 4.8 – Результат расчетов токов трёхфазного КЗ

Таблица 4.4– Место короткого замыкания и результаты расчёта в точках КЗ

Тип КЗ	П1	$I_{п.0}$	i_y
1ф	7	3,99	6,21
3ф	7	3,68	9,36
3ф	1	60,32	153,55

4.8 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима

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

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

$$I_{г,раб\ max} = 1,05 \cdot I_{г,ном} \quad (4.29)$$

$$I_{г,раб\ max} = 1,05 \cdot 3,65 = 3,83 \text{ кА.}$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{раб\ max(ПУВН)} = \frac{S_{г,ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{т,ном}} = \frac{95}{\sqrt{3} \cdot 242} = 0,227 \text{ кА.} \quad (4.30)$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 220кВ:

$$I_{раб.max} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л}) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{347,6}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,30 \text{ кА,} \quad (4.31)$$

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

$$I_{раб.утж} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{347,6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,46 \text{ кА.} \quad (4.32)$$

4.9 .Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ

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

При выборе выключателей и разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

$$U_{ном} \geq U_{ном.с} \quad (4.33)$$

$$I_{ном} \geq I_{раб,max} \quad (4.34)$$

$$B_{к,ном} \geq B_{к,расч} \quad (4.35)$$

Используя каталог производителя ОАО ВО «Электроаппарат» для генераторного напряжения выбираем элегазовый выключатель ВГГ–10 и

разъединитель РВРЗ–10/4000 УЗ.Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5–сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГГ-10	Разъединитель РВРЗ-10/4000 УЗ
$U_{\text{сетином}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{Г.раб}} = 3650 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} = 60,32 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 63 \text{ кА}$	$i_{\text{эл.ст}} = 160 \text{ кА}$
$i_y = 153,55 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 161 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 63 \text{ кА}$
	$I_{\text{ном.откл}} = 63 \text{ кА}$	$t_{\text{откл}} = 3 \text{ с.}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) = 60,32^2 \cdot (0,08 + 0,01) = 327,46 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 160^2 \cdot 3 = 76800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов, представлены в таблице 4.6

Таблица 4.6– Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

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

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

Выбран отечественный анализатор, производимый фирмой ООО «ЮПЗ Промсвязькомплект». АПКЭ-1 предназначен для автоматизации измерений и регистрации параметров качества электрической энергии в электрических сетях

систем электроснабжения общего назначения переменного трехфазного и однофазного тока частотой 50 Гц и напряжением от 0,4 до 750 кВ.

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

4.10 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбирается трансформатор тока ТШЛ–10–1. Производитель ОАО «Свердловский завод». Проверка трансформатора тока ТШЛ-10-1 представлена в таблице 4.7.

Таблица 4.7 –Проверка трансформатора тока ТШЛ–10

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\Gamma.\text{раб}} = 3650 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОЛ-10. Производитель ОАО «Свердловский завод». Параметры трансформатора напряжения ЗНОЛ-10 представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8– Выбор и проверка трансформатора напряжения

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

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

4.11 Выбор параметров ОРУ

4.11.1 Выбор выключателей и разъединителей

Используя каталог производителя ЗАО «Энергомаш» и ЗАО «ЗЭТО» выбираем элегазовый баковый выключатель ВЭБ-220 и разъединитель РГ-220/1000 УХЛ1. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.11.1.1. Приборы, устанавливаемые в цепи высшего напряжения 220 кВ на отходящих линиях представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9–Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВЭБ-220	Разъединитель РГ-220/1000 УХЛ1
$U_{\text{сетином}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 300 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} = 3,68 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 50 \text{ кА}$	–
$i_y = 9.36 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 80 \text{ кА}$
	$I_{\text{ном.откл}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 31,5 \text{ кА}$
$V_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 9,36^2 \cdot (0,03 + 0,01) =$ $= 3,50 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$ $= 80^2 \cdot 3 = 19200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 4.10 – Приборы, устанавливаемые в цепи высшего напряжения 220 кВ на отходящих линиях

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

4.11.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выключатель ВЭБ-220 укомплектован трансформатором тока ТОГФ-220-УХЛ1. Производитель ЗАО «ЗЭТО». Проверка трансформатора тока ТОГФ-220-УХЛ1 представлена в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Проверка трансформатора тока

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб max}} = 300 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОГ-220. Производитель ЗАО «ЗЭТО». Параметры трансформатора напряжения ЗНОГ-220 представлены в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Выбор трансформатора напряжения

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

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

5. Релейная защита

5.1 Технические данные оборудования

Таблица 5.1 - Параметры гидрогенератора

Тип	СВ-835/180-36	
Мощность номинальная	Полная, МВА	95
	Активная, МВт	85
Номинальное напряжение, кВ	10,5	
Коэффициент мощности $\cos\varphi$	0,9	
Частота вращения, об/мин	166,7	
Номинальный ток статора, А	4650	
Ток ротора при номинальной нагрузке, А	1220	
Индуктивное сопротивление по продольной оси	синхронное X_d , о.е.	0,94
	переходное $X'd$, о.е.	0,30
	сверхпереходное $X''d$, о.е.	0,22
Индуктивное сопротивление обратной последовательности, о.е.	-	
Емкость обмотки статора, мкФ/фазу	1,12	

Таблица 5.2 - Параметры силового трансформатора ТДЦ-125000/220-у1

Тип	ТДЦ-125000/220-у1
мощность номинальная	125 МВА
номинальное напряжение	242/10,5
напряжение короткого замыкания	11
группа соединений	Yн/Δ
режим работы нейтрали	—

Таблица 5.3 - Параметры трансформатора собственных нужд ТСЗ-4000/10/6

Мощность номинальная	4000 кВА
номинальное напряжение	10/6
напряжение короткого замыкания	8
группа соединений	Δ/Yн
режим работы нейтрали	—

Таблица 5.4 - Параметры трансформатора собственных нужд ТСЗ-4000/6/0,4

Мощность номинальная	4000 кВА
номинальное напряжение	6/0,4
напряжение короткого замыкания	6,5
группа соединений	Δ/Yн

Продолжение таблицы 5.4.

режим работы нейтрали	—
-----------------------	---

5.2 Перечень защит основного оборудования

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

На главном генераторе ГГ СВ-835/180-36– 95 МВА:

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

На силовом трансформаторе блока ТДЦ-125000/220-у1:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности);
- Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 220 кВ;
- Контроль изоляции высоковольтных вводов (КИВ-220)
- Резервная максимальная токовая защита;
- Защита от замыканий на землю на стороне 10,5 кВ трансформатора блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока;

На трансформаторе СН ГЭС:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий

- Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению

- Защита от перегрузки
- Реле тока охлаждения

На линиях электропередачи 220 кВ:

- Основные защиты:

- дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.

- Резервные защиты:

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

5.3 Расчет номинальных токов

Номинальный ток генератора:

$$I_{Г,НОМ}^{(1)} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{95 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5223,6 \text{ А}, \quad (5.1)$$

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

Номинальный ток генератора, приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{Г,НОМ}^{(2)} = \frac{I_{Г,НОМ}^{(1)} \cdot K_{СХ}}{K_{ТТ}} = \frac{5223,6 \cdot 1}{6000/5} = 4,35 \text{ А}, \quad (5.2)$$

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

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

Для схемы возбуждения с ВГ:

Мощность генератора возбуждения:

$$S_{НОМ,ВГ1} = \frac{I_{НОМ,РОТ}}{1,2255} \cdot U_{НОМ,РОТ} = \frac{1,220}{1,2255} \cdot 305 = 303 \text{ кВА}. \quad (5.3)$$

Принимаем генератор возбуждения мощностью 310 кВА.

Выполним пересчёт тока генератора возбуждения:

$$I_{\text{НОМ},2} = \frac{S_{\text{НОМ,ВГ1}}}{U_{\text{НОМ,РОТ}}} = \frac{310}{305} = 1016 \text{ А} \quad (5.4)$$

$$I_{\text{НОМ,РОТ2}} = \frac{I_{\text{НОМ},2}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{1016}{6000/5} = 0,85 \text{ А} \quad (5.5)$$

5.4 Описание защит и расчёт их уставок

5.4.1 Продольная дифференциальная защита генератора (ІΔG)

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

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

$$I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{одн}} \cdot f_i \cdot I_{\text{Н}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 4650 = 232,5 \text{ А}, \quad (5.6)$$

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 4650 А.

Уставка выбирается из следующего условия:

$$I_{\text{СР.0}} \geq K_{\text{н}} \cdot I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{н}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot f_i \cdot I_{\text{Н}} = 2 \cdot 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_{\text{Н}} = 0,1 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.7)$$

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

Исходя из вышеуказанного условия (1.7) принимается уставка начального тока срабатывания равная:

$$I_{\text{СР.0}} = 0,15 \cdot I_{\text{Н}} = 0,15 \cdot 4650 = 697,5 \text{ А}. \quad (5.8)$$

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

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

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E_d''}{x_d''} \cdot I_H = \frac{1,13}{0,22} \cdot 4650 = 23884 \text{ А}, \quad (5.9)$$

где E_d'' – сверхпереходное ЭДС генератора, 1,13;
 x_d'' – сверхпереходное сопротивление генератора, 0,22.

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{одн}} \cdot I_{\text{МАКС}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 23884 = 2388,4 \text{ А}, \quad (5.10)$$

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

Коэффициент торможения определяется из следующего условия:

$$K_T > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_H}{I_T}, \quad (5.11)$$

где K_H – коэффициент надежности, 2;
 I_T – ток трехфазного КЗ на выводах генератора, 23884 А.

Тогда:

$$K_T > \frac{2388,4 \cdot 2}{23884} > 0,2$$

K_T принимается равным 0,3.

Уставка начального торможения увеличивает зону работы защиты без торможения и равна:

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{\text{СР.0}}}{K_T} = \frac{0,15 \cdot I_H}{0,3} = 0,5 \cdot I_H \quad (5.12)$$

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

$$B \geq \frac{I_{\text{СР.0}}}{K_T} = \frac{0,15 \cdot I_H}{0,3} = 0,5 \cdot I_H \quad (5.13)$$

Типовое значение уставки принимается равным $1,5I_H$.

Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора приведена на рисунке 5.1:

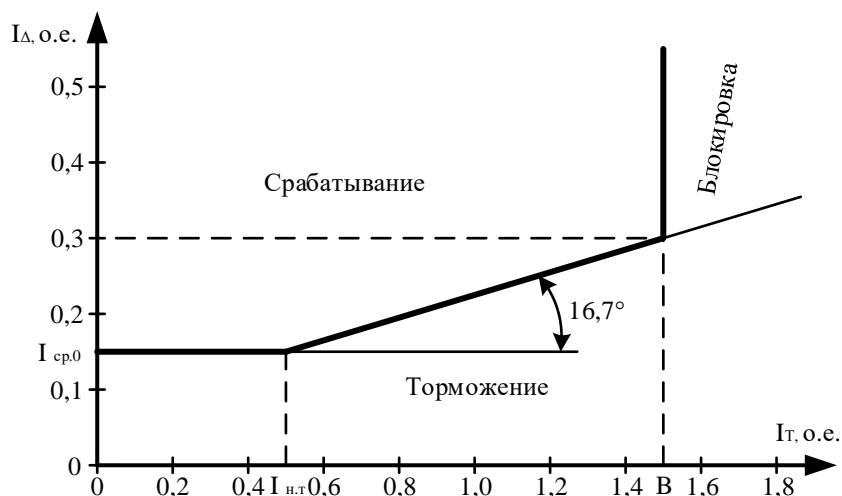


Рисунок 5.1 - Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

5.4.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (U_0)

Данная защита выполняется с помощью двух органов напряжения.

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.

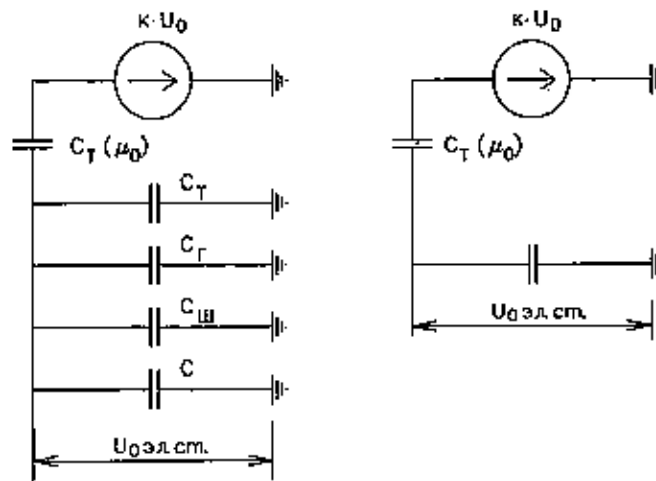


Рисунок 5.2- Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора.

На рисунке 5.2 соответствующими буквенными значениями обозначены:
 C_{Γ} – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю 1,08;
 C_{Γ} – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;
 $C_{Ш}$ – емкость шинпровода по отношению к земле;
 C – емкость генераторного выключателя.

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_{\Gamma} + C_{\Gamma} + C_{Ш} + C = 0,0073 + 0,7 + 0,008 + 0,25 = 0,965 \frac{\text{мкФ}}{\phi}, \quad (5.14)$$

где $C_{\Gamma} = 0,7 \text{ мкФ}/\phi$, для $U = 10,5 \text{ кВ}$.

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{НОМ ВН}}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,57 \text{ кВ}, \quad (5.15)$$

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

Напряжение нулевой последовательности основной частоты обусловленного электростатической индукцией силового трансформатора:

$$U_{0 \text{ эл.ст}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_{\Gamma}(\mu_0)}{C_{\Gamma}(\mu_0) + C_{\Sigma}} = 0,5 \cdot 46570 \cdot \frac{0,012}{0,012 + 0,965} = 286,00 \text{ В}, \quad (5.16)$$

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

$C_T(\mu_0)$ – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора, мкФ, $C_T(\mu_0) = 0,012$ мкФ/ф, для $U = 242$ кВ.

Суммарный емкостный ток сети 10,5 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{л} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 1,73 \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 314 \cdot 0,965 \cdot 10^{-6} = 5,5 \text{ А.} \quad (5.16)$$

Напряжение срабатывания защиты определяется из условия:

$$U_{ср} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3}{n_{тн}} \cdot U_{0 \text{ Эл.ст}} = \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3}{\frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}} \cdot 286,00 = 7,45 \text{ В,} \quad (5.17)$$

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

K_B – коэффициент возврата;

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

Принимаются следующие уставки:

- U_{01G} с уставкой 8 В действует с выдержкой времени 9,0 с 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 ГГ и ВГ и останов турбины со сбросов аварийно-ремонтных затворов.

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

Для этого органа уставка по коэффициенту торможения равному 1,3. Расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора:

$$X = \frac{1}{K_T + 2} = \frac{1}{1,3 + 2} = 0,303 \quad (5.18)$$

Орган защищает 30,3% обмотки статора со стороны нейтрали.

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 ($U1>$), ($U2>$)

1) Уставка защиты $U2>$ выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 10500}{10500/100} = 140 \text{ В.} \quad (5.19)$$

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

Уставка $U1>$ рассчитывается:

$$U_{CP2} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 10500}{10500/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.20)$$

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

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

5.4.4 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 содержит следующие функциональные органы:

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

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

2) Пусковой орган ($I_{2ПУСК}$) 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 $t_{МАКС} = 700$ с.

Относительный ток обратной последовательности, на который реагирует защита:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t_{МАКС}}} = \sqrt{\frac{30}{700}} = 0,21, \quad (5.21)$$

где A – параметр, заданный заводом-изготовителем, $A = 30$ для $U = 10,5$ кВ;
 t – допустимая длительность несимметричного режима при неизменном значении тока I_2 $t_{МАКС} = 700$ для $U = 10,5$ кВ

Уставка в относительных единицах равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,21}{1,2} = 0,175, \quad (5.22)$$

где K_H – коэффициент надежности.
Уставка в именованных единицах:

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,175 \cdot I_H = 0,175 \cdot 4650 = 813,75 \text{ А} \quad (5.23)$$

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

$$t_{\text{Доп}} = \frac{A}{I_{*2\text{ПУСК}}^2} = \frac{30}{0,175^2} \approx 980 \text{ с.} \quad (5.24)$$

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

$$t_{\text{СР}} = \frac{30}{(I_{*2})^2} \quad (5.25)$$

Отсюда:

$$I_{*2}^2 \cdot t_{\text{СР}} = 30 = A_{\text{ИО}} \quad (5.26)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

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

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

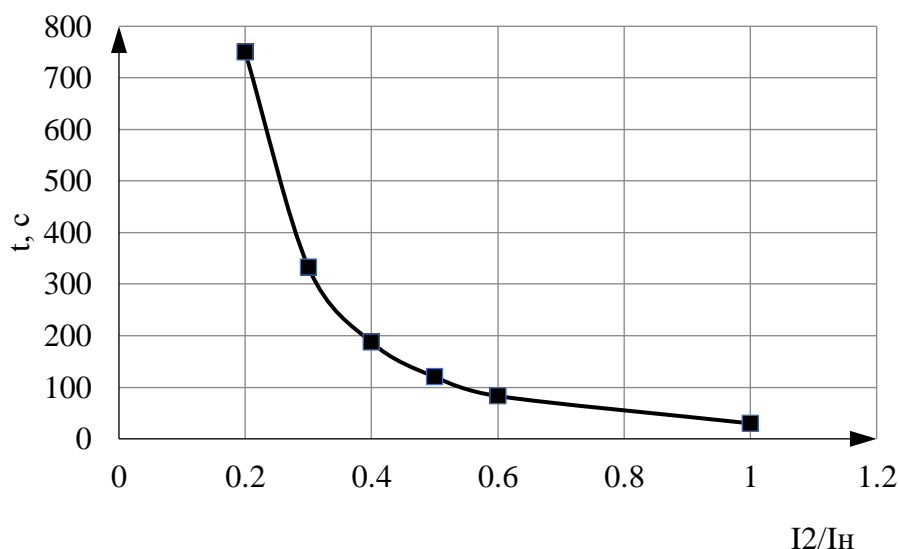


Рисунок 5.3– Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа, время срабатывания принимаем: $t_{\text{мин}} = 30 \text{ с}$, $t_{\text{макс}} = 700 \text{ с}$.

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

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

- Из условия предотвращения перегрева ротора при протекании тока обратной последовательности;
- Из условия обеспечения чувствительности при двухфазном коротком замыкании на отходящих ВЛ;
- 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:

$$x_{dВН}'' = x_d'' \cdot \left(\frac{U_{ВН}}{U_{НН}}\right)^2 = 0,22 \cdot \left(\frac{242}{10,5}\right)^2 = 116,86 \text{ о. е.}, \quad (5.27)$$

где $x_{dВН}''$ - сверхпереходное сопротивление генератора, приведенное к высшей стороне напряжения.

$$x_{2ВН} = x_2 \cdot \left(\frac{U_{ВН}}{U_{НН}}\right)^2 = 0,22 \cdot \left(\frac{242}{10,5}\right)^2 = 116,86 \text{ о. е.}, \quad (5.28)$$

где $x_{2ВН}$ – сопротивление обратной последовательности генератора, приведенное к высшей стороне.

$$x_2 = x_d'' = 0,22$$

$$I_{2С.3.*} = \frac{1}{1,1 (x_{dВН}'' + x_{2ВН} + 2 \cdot x_T)} = \frac{1}{1,1 (116,86 + 116,86 + 2 \cdot 0,088)} = 0,004 \text{ о. е.}, \quad (5.29)$$

где x_T – сопротивление трансформатора в относительных единицах.

$$x_T = \frac{U_K\% \cdot S_6}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{11 \cdot 100}{100 \cdot 125} = 0,088 \text{ о. е.} \quad (5.30)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения

$$I_{2С.3.*}^{(2)} = 2I_{2С.3.*} \cdot k_{Т1.} = 2 \cdot 0,004 \cdot \left(\frac{242}{10,5}\right) = 0,184 \text{ о. е.} \quad (5.31)$$

$$\text{Принимаем } I_{2С.3.*}^{(2)} = 0,25 \text{ о. е.}$$

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

$$I_{2С.3.*}^* = \frac{E_{\Sigma}''}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma}} = \frac{1}{1,1 ((x_{dВН}'' + x_T + x_{л}) + (x_{2ВН} + x_T + x_{л}))} = 0,0039 \text{ о. е.} \quad (5.32)$$

$$x_{л} = x_{0,уд} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{НОМ}^2} = 0,435 \cdot 10 \cdot \frac{100}{220^2} = 0,009 \text{ о. е.} \quad (5.33)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения

$$I_{2С.З.}^* = 2I_{2С.З.}^* \cdot k_{Т1.} = 2 \cdot 0,0039 \cdot \left(\frac{242}{10,5}\right) = 0,180 \text{ о. е.} \quad (5.34)$$

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 8,0 с на отключение секционных выключателей, 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:

$$I_{\text{СИГН}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H = 1,07 \cdot 4650 = 4975,5 \text{ А}, \quad (5.35)$$

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:

$$I_{\text{ПУСК}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,10 \cdot I_H = 1,10 \cdot 4650 = 5115 \text{ А}, \quad (5.36)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

Кратность перегрузки I/I_H	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	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 4.

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

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

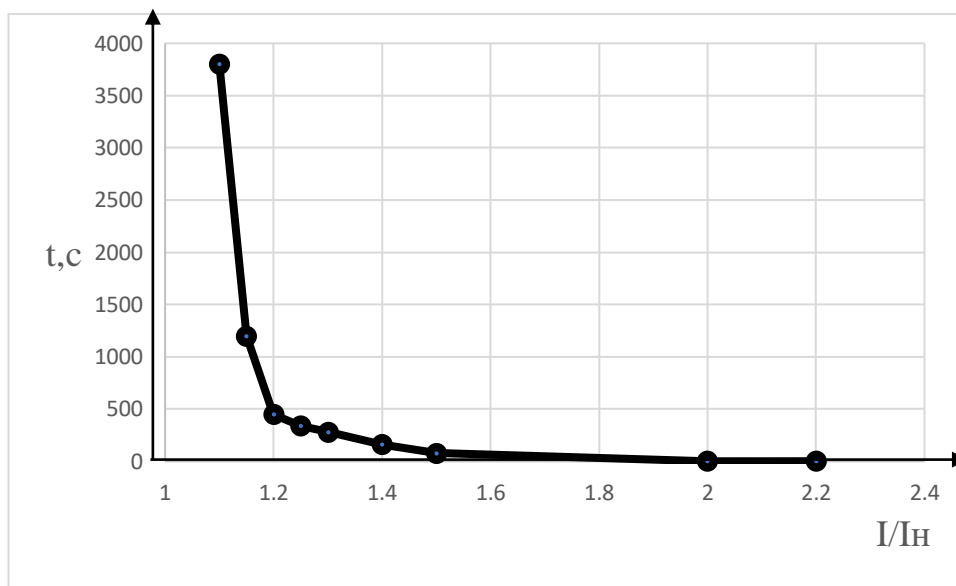


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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

$$I_{10TC} = \frac{1,5 \cdot I_{НОМ}}{0,98} = 1,53 \cdot I_{НОМ} = 1,5 \cdot 4650 = 6975 \text{ А.} \quad (5.37)$$

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

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 10500/100} = 66 \text{ В.} \quad (5.38)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,0 с на отключение секционных выключателей, 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:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 51,54 + \frac{0,8}{3} \cdot 4,51 = 42,43 \text{ Ом}, \quad (5.39)$$

где Z_T – сопротивление трансформатора приведенное к высшей стороне ;
 $Z'_{1Л}$ – сопротивление линии ;
 K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны.

Сопротивление трансформатора, приведенное к высшей стороне:

$$Z_T = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{U_{ВН}^2}{S_{НОМ}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{242^2}{125} = 51,54 \text{ Ом} \quad (5.40)$$

Сопротивление линии 220 кВ:

$$Z'_{1Л} = \sqrt{x_L^2 + r_L^2} = \sqrt{4,35^2 + 1,21^2} = 4,51 \text{ Ом} \quad (5.41)$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,11 \cdot \frac{95}{125} + \frac{0,8}{3} \cdot \frac{95}{220^2} \cdot 4,51 = 0,069 \quad (5.42)$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,069 \cdot 1,16 = 0,08 \text{ Ом} \quad (5.43)$$

где Z_6 – базисное сопротивление генератора, равное:

$$Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НГ}} = \frac{10,5^2}{95} = 1,16 \text{ Ом} \quad (5.44)$$

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{1C3} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,08 \cdot \frac{6000}{\frac{5}{\frac{10,5}{0,1}}} = 0,91 \text{ Ом} \quad (5.45)$$

Принимается уставка $Z_{1C3}=1,0$ 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, $\Delta Z=30-40$ Ом/сек.

Принимаем $\Delta Z=30$ Ом/сек.

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z^*_{НАГР} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot I_{НАГР}} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 1220} = 1,30 \text{ о. е.} \quad (5.46)$$

$$Z_{НАГР} = Z^*_{НАГР} \cdot Z_6 = 1,30 \cdot 1,16 = 1,51 \text{ Ом} \quad (5.47)$$

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):

$$I_\Phi = \frac{\frac{2 \cdot I_{В.НОМ} - 0,95}{I_{В.Х.Х.}}}{x_d} = \frac{2 \cdot 1,84 - 0,95}{0,94} = 2,9 \text{ о. е.} \quad (5.48)$$

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:

$$Z^*_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\text{Ф}}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.} \quad (5.49)$$

$$Z_{\text{НАГР.Ф}} = Z^*_{\text{НАГР.Ф}} \cdot Z_{\text{Г}} = 0,38 \cdot 1,16 = 0,44 \text{ Ом.} \quad (5.50)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\text{Ф}}} = \frac{0,9}{0,95 \cdot 2,5} = 0,38. \quad (5.51)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = 67,67^\circ$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{\text{СЗII}} = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,44}{1,1} = 0,31 \text{ о. е.} \quad (5.52)$$

$$Z_{\text{СЗII}} = Z_{\text{II о.е.}} \cdot Z_{\text{Б}} = Z_{\text{II о.е.}} \cdot \frac{U_{\text{ген}}^2}{S_{\text{ген}}} = 0,34 \cdot \frac{10,5^2}{95} = 0,36 \text{ Ом} \quad (5.53)$$

Значение уставки реле составляет:

$$Z_{\text{СЗII}} = \frac{Z_{\text{СЗII}} \cdot n_{\text{T}}}{n_{\text{Н}}} = \frac{0,36 \cdot 6000 / 5}{10,5 / 0,1} = 4,11 \text{ Ом} \quad (5.54)$$

Принимаем уставку $Z_{\text{II}} = 4,11 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15 %. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{\text{СМ1}} = 0,15 \text{ Ом}$, $Z_{\text{СМ2}} = 0,62 \text{ Ом}$.

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

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

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

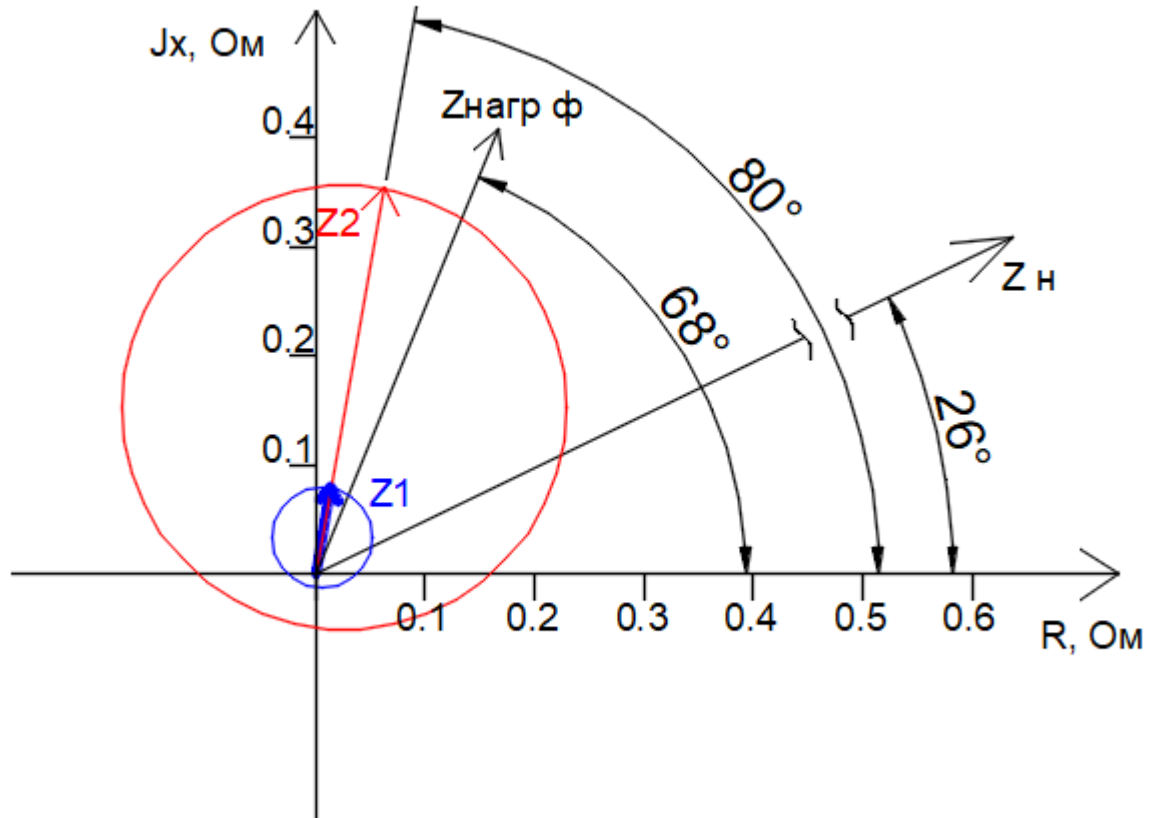


Рисунок 5.5 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.4.7 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:

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,07 \cdot 0,85 = 0,9 \text{ А.} \quad (5.55)$$

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,1 \cdot 0,85 = 0,94 \text{ А.} \quad (5.56)$$

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

Таблица 5.7 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки $\frac{I}{I_H}$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки (с)	длительно	250	180	160	120	90	72	45

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

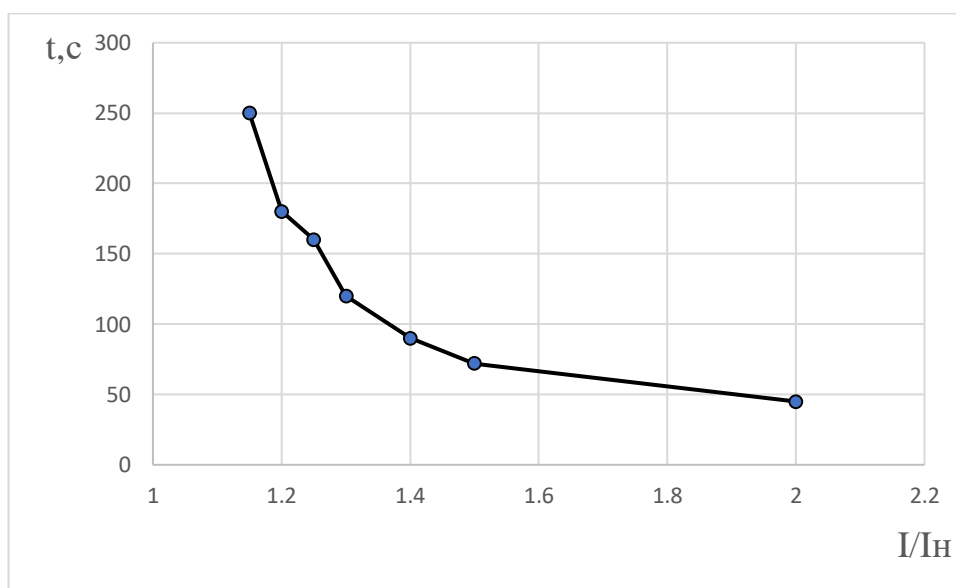


Рисунок 5.6- Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{2,2 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 2,24 \cdot 0,85 = 1,9 \text{ А.} \quad (5.57)$$

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 малой и средней величины ШЭ1113 производства ООО НПП «ЭКРА».

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

5.6 Таблица уставок и матрица отключений защит

Уставки защит представлены в таблице 5.8.

Таблица 5.8 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. Защита продольная	I_{DG}	Ток срабатывания, $I_{CP.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,65 А	
		Коэффициент торможения, K_T	0,3	-	
		Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,5 \cdot I_H$	2,18 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	6,65 А	
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	-	8 В
		t_2	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

Продолжение таблицы 5.8.

Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,30 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,65 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$1,11 \cdot I_H$	4,82 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	4,65 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	4,79 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,53 \cdot I_{НОМ.Р}$	6,65А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,07	1,00 Ом
		2 ступень	Z_{II}	0,31	4,11 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_{P СИГН.}$	$1,07 \cdot I_{НОМ.Р}$	0,90 А
		ПО	$I_{P ПУСК.}$	$1,1 \cdot I_{НОМ.Р}$	0,94 А
		Отсечка	$I_{P ПУСК.}$	$2,24 \cdot I_{НОМ.Р}$	1,90 А

Матрица отключений представлена в таблице 5.9

Таблица 5.9 – Матрица отключений

Действие		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-220 и В-ТСН	Разгрузка по мощности	Предупредительный сигнал	
Защиты									
Наименование	Обозначение								
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	+	+	+	+				
ЗЗГ	U_0	t_1						+	
		t_2	+	+	+				
	U_0	t	+	+	+				
ЗПН	$U >$	1 ступень t_1	+	+					
		2 ступень t_2	+	+					
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО						+	
		ИО		+	+				
		ОТС I	t_1				+		
			t_2						

Продолжение таблицы 5.9.

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 сооружение гидроузла

6.1 Определение класса сооружения Горно-Алтайской ГЭС

Класс водосливной плотины определяется по трём критериям :

По высоте сооружения и типу грунта:

Тип грунта – преобладают граниты и мраморные известняки.

Высота бетонной водосливной плотины – 77 м Класс сооружения – **II**

По назначению и условиям эксплуатации:

Установленная мощность – $N_{уст}=316\text{МВт}$

Класс сооружения – **II**

По последствиям возможных гидродинамических аварий на ГЭС:

Число постоянно проживающих людей, которые могут пострадать от аварии гидротехнических сооружений: **1567 человек.**

Класс сооружения – **II**

Данной ГЭС присваивается, относящийся к наиболее ответственному классу – **II класс.**

6.2 Определение отметки гребня бетонной плотины

За отметку гребня плотины принимается:

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

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

$$h_s = h_{1\%} + \Delta h_{set} + a = 1,344 + 0,00628 + 0,6 = 1,953 \text{ м}, \quad (6.2)$$

где $h_{1\%}$ – высота наката волн на напорной грани;

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

a – величина запаса, для II класса сооружения $a = 0,6$ м.

Высота ветрового нагона волны определяется по формуле:

$$\Delta h_{set} = k_W \cdot \frac{V^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha = 0,00000228 \cdot \frac{22^2 \cdot 2165}{9,81 \cdot 38,5} \cdot 1 = 0,00628 \text{ м}, \quad (6.3)$$

где $V = 22$ м/с – расчетная скорость ветра;

k_W – коэффициент, зависящий от скорости ветра,

$$k_W = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot V) \cdot 10^{-7} = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot 22) \cdot 10^{-7} = 0,00000228. \quad (6.4)$$

Условная расчетная глубина воды в водохранилище:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНО}}}{2} = \frac{390 - 313}{2} = 38,5 \text{ м.} \quad (6.5)$$

Находим безразмерные величины – параметры волнового воздействия

$$\frac{gL}{V^2} = \frac{9,81 \cdot 2165}{22^2} = 43,9 \text{ и } \frac{gt}{V} = \frac{9,81 \cdot 21600}{22} = 9631,6. \quad (6.6)$$

По графику СНиПа из приложения 1 рисунок 1 находим $\frac{g\bar{h}}{V^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{V}$:

$$\text{Для } \frac{gL}{V^2} = 43,9 \quad \left\{ \begin{array}{l} \frac{g\bar{h}}{V^2} = 0,013 \\ \frac{g\bar{T}}{V} = 1,29 \end{array} \right. ,$$

$$\text{для } \frac{gt}{V} = 9631,6 \quad \left\{ \begin{array}{l} \frac{g\bar{h}}{V^2} = 0,08 \\ \frac{g\bar{T}}{V} = 4 \end{array} \right. .$$

Принимаем наименьшие значения и определяем параметры волны.

Средний период волны:

$$\bar{T} = \frac{1,29 \cdot V}{g} = \frac{1,29 \cdot 22}{9,81} = 2,89 \text{ с.} \quad (6.7)$$

Средняя высота волны:

$$\bar{h} = \frac{0,013 \cdot V^2}{g} = \frac{0,013 \cdot 22^2}{9,81} = 0,64 \text{ м.} \quad (6.8)$$

Проверяем на глубоководность:

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 2,89^2}{2 \cdot 3,14} = 13 \text{ м.} \quad (6.9)$$

$$d > 0,5\bar{\lambda}_d. \quad (6.10)$$

$$38,5 > 0,5 \cdot 13. \quad (6.11)$$

Условие выполняется, т.е. зона глубоководная.

Определяем высоту волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 0,64 \cdot 2,1 = 1,344 \text{ м,} \quad (6.12)$$

где K_i – коэффициент, определяемый по графику приложения 1 (рисунок 2) в зависимости от значения $\frac{gL}{V^2}$ (для глубоководной зоны), $K_i = 2,1$;

\bar{h} – средняя длина волны.

Таким образом, отметка гребня бетонной плотины составляет:

$$\nabla_{\text{ГБП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_s = 390 + 1,953 = 391,95 \text{ м.} \quad (6.13)$$

6.3 Гидравлический расчет бетонной водосливной плотины

6.3.1 Определение ширины водосливного фронта

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

Определяется расчетный расход воды для основного расчетного случая Q_p , который должен пропускаться, как правило, при НПУ через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии и через гидроагрегаты.

Расчетный максимальный расход для второго класса капитальности является расход 1% обеспеченности, для поверочного – 0,1% обеспеченности.

Выбор типа, числа и размеров отверстий водосливной плотины производится исходя из требований пропуска расчетного расхода воды основного расчетного случая. Пропуск расчетного расхода воды для поверочного случая надлежит выполнять при ФПУ всеми пропускными сооружениями и через все гидроагрегаты.

Расчетный расход, сбрасываемый через водосливную плотину при НПУ:

$$Q_{\text{осн.рас}} = Q_{\text{осн.мах}} - (n_{\text{агр}} - 1) \cdot Q_{\text{ГА}} - \frac{V_{\text{пол}}}{t_{\text{ср}}}, \quad (6.14)$$

где $n_{\text{агр}}$ – число агрегатов;

$$Q_{\text{осн.мах}} = Q_{1\%} = 2065 \text{ м}^3/\text{с}$$

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

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

$t_{\text{ср}}$ – время сработки, $t_{\text{ср}} = 6$ месяцев.

$$Q_{\text{осн.рас}} = 2065 - (4 - 1) \cdot 123 - \frac{3,48 \cdot 10^9}{6 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 3600} = 1471,2 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}; \quad (6.15)$$

$$H_{\text{осн}} = \text{НПУ} - \text{УНБ}(Q_{1\%}) = 390 - 319,27 = 70,73 \text{ м}, \quad (6.16)$$

где $\text{УНБ}(Q_{1\%})$ – уровень нижнего бьефа при $Q_{1\%}$.

$$Q_{\text{ГА}} = \frac{N_{\text{ГА}}}{9,81 \cdot H_{\text{осн}} \cdot \eta} = \frac{79 \cdot 1000}{9,81 \cdot 70,73 \cdot 0,923} = 123 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (6.17)$$

где $N_{\text{ГА}}$ – мощность одного гидроагрегата;

$H_{\text{осн}}$ – основной напор, определяемый выше;

η – КПД гидроагрегата.

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{\text{осн.рас}}}{q} = \frac{Q_{\text{осн.рас}}}{(1,15 \div 1,25)q_p}, \quad (6.18)$$

$$B = \frac{Q_{\text{осн.рас}}}{1,20 \cdot V_{\text{доп}} \cdot h_{\text{нб}}} = \frac{1471,2}{1,25 \cdot 5 \cdot 6,27} = 37,54 \text{ м}, \quad (6.19)$$

где q – удельный расход на водосливе;

q_p – удельный расход на рисберме;

$V_{\text{доп}}$ – допустимая скорость на ресберме, для гранита $V_{\text{доп}} = 5$ м/с;

$h_{\text{нб}}$ – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой

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

$$h_{\text{нб}} = \nabla \text{НБ} - \nabla \text{дно} = 319,27 - 313 = 6,27 \text{ м}. \quad (6.20)$$

Ширина водосливного фронта B – целое число, поэтому полученное значение округляется в большую сторону.

$$B = b \cdot n, \quad (6.21)$$

где n – число пролетов;

b – стандартная ширина пролета.

Предварительные расчеты показали, затруднение гашения энергии потока (число водобойных стенок больше двух). Поэтому принимается ширина водосливного фронта больше, чем расчетное значение.

Принимается 4 пролета по 12 метров.

$$B = b \cdot n = 12 \cdot 4 = 48 \text{ м.}$$

Условия для принятия ширины быка:

- 1) Минимальная толщина быка 2 м;
- 2) По Березинскому так как $b = 12$ м;

$$\delta_6 = (0,12 \div 0,16)b = (1,44 \div 1,92)\text{м.} \quad (6.22)$$

3) Рекомендован разрезной бык, поэтому добавляем запас на разрез и принимаем $\delta_6 = 3$ м.

6.3.2 Определение отметки гребня водослива

Рассчитывается криволинейный без вакуумный водослив практического профиля. По основной формуле расхода для водосливов всех типов методом последовательных приближений определяется напор на гребне водослива, сначала без учета сжатия и подтопления $-H_{01}$, а затем с учетом сжатия и подтопления $-H_{02}$.

$$H_0 = \left(\frac{Q_{\text{осн.рас}}}{\sigma_{\text{сж}} \cdot \sigma_{\text{п}} \cdot m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.23)$$

где $m = 0,49$ – коэффициент расхода.

$$H_{01} = \left(\frac{1471,2}{1 \cdot 1 \cdot 0,49 \cdot 48 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,84 \text{ м,} \quad (6.24)$$

где $\sigma_{\text{п}}$ и $\sigma_{\text{сж}}$ – коэффициенты подтопления и сжатия, принимаются равные 1.

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

$$H_{02} = \left(\frac{1471,2}{0,95 \cdot 1 \cdot 0,49 \cdot 48 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,05 \text{ м}, \quad (6.25)$$

где $\sigma_{сж}$:

$$\sigma_{сж} = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi_y + (n - 1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (4 - 1) \cdot 0,45}{2} \cdot \frac{5,84}{12} = 0,95, \quad (6.26)$$

где b и n – ширина и число пролетов или отверстий, указаны выше;

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

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

Напор на гребне водослива :

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2 \cdot g} = 6,05 - \frac{1,1 \cdot 0,39^2}{2 \cdot 9,81} = 6,04 \text{ м}, \quad (6.27)$$

где V_0 – скорость подхода потока к водосливу

$$V_0 = \frac{Q_{р.осн}}{(\nabla_{НПУ} - \nabla_{дна}) \cdot (B + (n - 1) \cdot \delta_б)} = \frac{1471,2}{(390 - 313) \cdot (48 + (4 - 1) \cdot 3)} = 0,39 \frac{\text{м}}{\text{с}}, \quad (6.28)$$

где n – число пролетов или отверстий, указаны выше;

$\delta_б = 3 \text{ м}$ – толщина быка;

B – ширина водосливного фронта;

$Q_{осн.рас} = 1471,2 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$ – определили выше.

Приводим это значение к стандартному: $H_{ст} = 7 \text{ м}$.

Отметка гребня водослива:

$$ГВ = НПУ - H_{ст} = 390 - 7 = 383 \text{ м} \quad (6.29)$$

Отметка гребня быка:

$$ГБ = ГВ + (1,5 \div 2,0)H_{ст} = 383 + 1,6 \cdot 7 = 394,2 \text{ м}. \quad (6.30)$$

Сравниваем $ГБ = 394,2 \text{ м}$ и $ГБП(\text{по волне}) = 391,95 \text{ м}$ и выбираем наибольшее значение. Тогда общая отметка плотины: $ГП = 394,2 \text{ м}$.

6.3.3 Проверка отметки ФПУ на пропуск поверочного расхода

Проверяется достаточность водопропускной способности водосливной плотины. Определяется расход поверочного случая, сбрасываемый через водосливную плотину при ФПУ:

$$Q_{р.пов} = Q_{макс.пов} - Q_{гэс} - Q_{ав} = Q_{0,1\%} - n_{агр} \cdot Q_{га} - \frac{V_{пол}}{t_{ср}}, \quad (6.31)$$

где $Q_{га} = 123 \frac{м^3}{с}$ – расход через один агрегат;

$n_{агр} = 4$ – количество агрегатов;

$V_{пол} = 3,48 км^3$ – полезный объем;

$t_{ср} = 6$ месяца – время сработки;

$$Q_{макс.пов} = Q_{0,1\%} = 2450 \frac{м^3}{с}.$$

$$Q_{р.пов} = 2450 - 4 \cdot 123 - \frac{3,48 \cdot 10^9}{6 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 3600} = 1732,82 \frac{м^3}{с}.$$

Напор на гребне водослива, сначала без учета сжатия и подтопления:

$$H_{0пов} = \left(\frac{Q_{р.пов}}{\sigma_{сж} \cdot \sigma_{п} \cdot m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.32)$$

$$H_{01пов} = \left(\frac{1732,82}{1 \cdot 1 \cdot 0,49 \cdot 48 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,52 \text{ м},$$

где $\sigma_{п}$ и $\sigma_{сж}$ – коэффициенты, принимаем равные 1;

$m = 0,49$ – коэффициент расхода;

B – ширина водосливного фронта.

С учетом сжатия и подтопления:

$$H_{02пов} = \left(\frac{325,07}{0,94 \cdot 1 \cdot 0,49 \cdot 48 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,77 \text{ м}, \quad (6.33)$$

где $\sigma_{сж}$ – коэффициент сжатия

$$\sigma_{сж} = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi_y + (n_{отв} - 1)\xi_0}{n_{отв}} \cdot \frac{H_{01}}{b}, \quad (6.34)$$

$$\sigma_{сж} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (4 - 1)0,45}{4} \cdot \frac{6,52}{12} = 0,94$$

где b и n – ширина и число пролетов, указаны выше;

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

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

Скорость подхода потока к плотине:

$$V_{0\text{пов}} = \frac{Q_{\text{р.пов}}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ДНА}) \cdot (B + (n-1)\delta_B)}. \quad (6.35)$$

$$V_{0\text{пов}} = \frac{1732,82}{(391 - 313) \cdot (48 + (4-1) \cdot 3)} = 0,39 \frac{\text{м}}{\text{с}},$$

где $\nabla\text{ФПУ}$ – отметка форсированного подпорного уровня, предварительно отметку ФПУ – принимается равной 391 м, которая в дальнейшем уточнится.

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

$$H_{\text{пов}} = H_{02\text{ пов}} - \frac{\alpha \cdot V_{0\text{ пов}}^2}{2g} = 6,77 - \frac{1,1 \cdot 0,39^2}{2 \cdot 9,81} = 6,76 \text{ м}. \quad (6.36)$$

Для пропуска катастрофического паводка должно выполняться условие:

$$\nabla \text{ФПУ} \geq \nabla \text{ГВ} + H_{\text{пов}}, \quad (6.37)$$

$$391 \geq 383 + 6,76 = 389,76 \text{ м}.$$

Исходная отметка ФПУ удовлетворяет этому условию.

6.3.4 Расчет донного водосброса

Рядом с основным поверхностным водосбросом, устраивается аварийный донный водосброс для пропуски воды Q_p :

$$Q_p = \frac{V_{\text{пол}}}{t_{\text{ср}}} = \frac{3,48 \cdot 10^9}{6 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 3600} = 223,8 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (6.38)$$

где $V_{\text{пол}} = 3,48 \text{ км}^3$ – полезный объем;

$t_{\text{ср}} = 6$ месяца – время сработки.

Определяется местоположение глубинного водосброса с учетом того, что туннель водосброса должен находиться на достаточном расстоянии до других полостей. Принимается минимальное расстояние – 3 м. Назначаем предварительную высоту отверстий $h_{\text{отв}} = 3$ м.

Площадь всех водопрпускных отверстий:

$$\omega = \frac{Q_p}{\mu\sqrt{2gH}} = \frac{223,8}{0,8\sqrt{2\cdot 9,81\cdot 72,5}} = 7,42 \text{ м}^2, \quad (6.39)$$

где $Q_p = 223,8 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$ – определено выше;

$\mu = 0,8$ – коэффициент расхода, для водосбросов с плавными входами и небольшой шероховатостью;

H – напор над центром выходного сечения.

$$H = \text{НПУ} - \left(\text{дно} + h_{\text{пор}} + \frac{h_{\text{отв}}}{2} \right) = 390 - \left(313 + 3 + \frac{3}{2} \right) = 72,5 \text{ м}, \quad (6.40)$$

где $h_{\text{пор}} = 3 \text{ м}$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{\omega}{h_{\text{отв}}} = \frac{7,42}{3} = 2,47 \text{ м}. \quad (6.41)$$

Разбиваем ширину водосливного фронта на стандартные отверстия:

$$B = n_{\text{отв}} \cdot b_{\text{отв}} = 2 \cdot 1,5 = 3 \text{ м}. \quad (6.3.4.5)$$

Под донный водоспуск запроектирован отдельный пролет на водосливной плотине.

6.3.5 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе (с учетом того, что поверхностный и донный водосбросы находятся рядом)

Определяется тип гидравлического прыжка за водосливами. Вычисляется критическую глубину потока при полном открытии всех отверстий:

$$h_{\text{кр}} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{g \cdot B_{\text{полное}}^2}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 1694,9^2}{9,81 \cdot 75^2}} = 3,85 \text{ м}, \quad (6.42)$$

$$\text{где } Q_p = \frac{V_{\text{пол}}}{t_{\text{ср}}} + Q_{p.\text{осн}} = \frac{3,48 \cdot 10^9}{6 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 3600} + 1471,2 = 1694,9 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (6.43)$$

где $V_{\text{пол}} = 3,48 \text{ м}^3$ – полезный объем вод-ща;

$t_{\text{ср}} = 6$ месяца – время сработки вод-ща;

$Q_p = 1471,2 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$ – определили выше;

$\alpha = 1,1$ – коэффициент Кориолиса;

$V_{\text{полное}}$ – полная ширина потока на водобое,

$$V_{\text{полное}} = n \cdot b + n \cdot \delta_{\text{б}} + l_{\text{секц}}, (6.44)$$

где n – количество пролетов;

b – ширина пролетов;

$\delta_{\text{б}}$ – толщина быка;

$$V_{\text{полное}} = 4 \cdot 12 + 4 \cdot 3 + 15 = 75 \text{ м.}$$

Первая сопряженная глубина, рассчитывается методом последовательных приближений:

$$h'_{\text{с}(1)} = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g \cdot (\text{НПУ} - \text{дно} - 0)}}. (6.45)$$

где q – удельный расход в сжатом сечении;

$$q = \frac{Q_{\text{р}}}{V_{\text{полное}}} = \frac{1694,9}{75} = 22,6 \frac{\text{м}^2}{\text{с}}. (6.46)$$

$\varphi = 0,85 \div 1,00$ – коэффициент скорости.

$$h'_{\text{с}(1)} = \frac{22,6}{0,9 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (390 - 313 - 0)}} = 0,646 \text{ м.}$$

Уточняется величину $h'_{\text{с}(1)}$:

$$h'_{\text{с}(2)} = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g \cdot (\text{НПУ} - \text{дно} - h'_{\text{с}(1)})}}. (6.47)$$

$$h'_{\text{с}(2)} = \frac{22,6}{0,9 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (390 - 313 - 0,646)}} = 0,649 \text{ м.}$$

Вторая сопряженная глубина:

$$h''_{\text{с}} = \frac{h'_{\text{с}(2)}}{2} \cdot \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{\text{кр}}}{h'_{\text{с}(2)}} \right)^3} - 1 \right). (6.48)$$

$$h''_{\text{с}} = \frac{0,649}{2} \cdot \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{3,85}{0,649} \right)^3} - 1 \right) = 12,97 \text{ м.}$$

Сравнивается h_c'' и $h_{нб} = НБ - \text{дно} = 319,27 - 313 = 6,27 \text{ м}$. $h_c'' > h_{нб}$. Следовательно, прыжок отогнанный. Далее производится расчет водобойной стенки.

6.3.6 Расчет водобойной стенки

Высота стенки:

$$h_{ст} = \sigma \cdot h_c'' - H_{ст} = 1,1 \cdot 12,97 - 4,63 = 9,64 \text{ м},$$

где $\sigma = 1,1$ – коэффициент запаса;

$h_c'' = 12,97 \text{ м}$ – определили выше.

$$H_{ст} = \left(\frac{q}{m \cdot \sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{\alpha \cdot q^2}{2g \cdot \sigma^2 \cdot h_c''^2}$$

$$H_{ст} = \left(\frac{22,6}{0,49 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{1,1 \cdot 22,6^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 1,1^2 \cdot 12,97^2} = 4,63 \text{ м},$$

где q – удельный расход в сжатом сечении;

$m=0,49$ – коэффициент расхода;

$\alpha = 1,1$ – коэффициент Кориолиса;

$h_c'' = 12,97$ – вторая сопряженная глубина.

Выполняется проверка сопряжения бьефов за стенкой при:

$$T_0 = H_{ст} + h_{ст} = 4,63 + 9,64 = 14,26 \text{ м}.$$

Определяются сопряженные глубины:

$$h'_{c(1)} = \frac{q}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - 0)}} = \frac{22,6}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (14,26 - 0)}} = 1,50 \text{ м}.$$

Уточняется величину $h'_{c(1)}$:

$$h'_{c(2)} = \frac{q}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - h'_{c1})}} = h'_{c(2)} = \frac{22,6}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (14,26 - 1,50)}} = 1,59 \text{ м}.$$

Вторая сопряженная глубина:

$$h_c'' = \frac{h'_{c(2)}}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{кр}}{h'_{(2)}} \right)^3} - 1 \right) = \frac{1,59}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{3,85}{1,59} \right)^3} - 1 \right) = 7,74 \text{ м},$$

где $h_{кр} = 3,85$ м, определили выше.

Так как $h_{НБ} = 6,27$ м, а вторая сопряжённая глубина $h_c'' = 7,74$ м, следовательно, прыжок отогнан, и гашение энергии не происходит при одной водобойной стенке.

6.3.7 Расчет второй водобойной стенки

Высота стенки:

$$h_{ст} = \sigma \cdot h_c'' - H_{ст} = 1,1 \cdot 7,74 - 4,37 = 4,14 \text{ м},$$

где $\sigma = 1,1$ – коэффициент запаса;

$h_c'' = 7,74$ м – определили выше.

$$H_{ст} = \left(\frac{q}{m\sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{\alpha \cdot q^2}{2g \cdot \sigma^2 \cdot h_c''^2} = \left(\frac{22,6}{0,49 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{1,1 \cdot 22,6^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 1,1^2 \cdot 7,74^2} = 4,37 \text{ м},$$

где q – удельный расход в сжатом сечении;

$m=0,49$ – коэффициент расхода;

$\alpha = 1,1$ – коэффициент Кориолиса;

$h_c'' = 7,74$ – вторая сопряженная глубина.

Выполняется проверка сопряжения бьефов за стенкой при:

$$T_0 = H_{ст} + h_{ст} = 4,37 + 4,14 = 8,51 \text{ м}$$

Определяются сопряженные глубины:

$$h'_{c(1)} = \frac{q}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - 0)}} = \frac{22,6}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (8,51 - 0)}} = 1,94 \text{ м}.$$

Уточняется величину $h'_{c(1)}$:

$$h'_{c(2)} = \frac{q}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - h'_{c1})}} = \frac{22,6}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (14,26 - 1,94)}} = 2,21 \text{ м}.$$

Вторая сопряженная глубина:

$$h_c'' = \frac{h'_{c(2)}}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{кр}}{h'_{(2)}} \right)^3} - 1 \right) = \frac{2,21}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{3,85}{2,21} \right)^3} - 1 \right) = 6,18 \text{ м.}$$

где $h_{кр} = 3,85$ м, определили выше.

Так как $h_{НБ} = 6,27$ м, а вторая сопряжённая глубина $h_c'' = 6,18$ м, следовательно, прыжок затоплен, и гашение энергии происходит при второй водобойной стенке.

6.4 Конструирование бетонной плотины

6.4.1 Определение ширины подошвы плотины

Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу (см. рисунок 6.4).

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

- 1) отсутствие растягивающих напряжений в бетоне;
- 2) устойчивость тела плотины против сдвига по основанию.

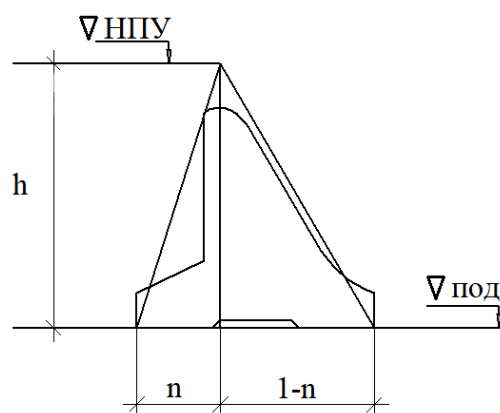


Рисунок 6.4.1.1– Схема треугольного профиля плотины

Бетон слабо сопротивляется растяжению, в нем недопустимо появление трещин с напорной грани, что может привести к появлению опасной фильтрации со всеми вытекающими последствиями, схема треугольного профиля плотины изображена на рисунке 1.4.

Исходя из условия недопущения растягивающих напряжений на верховой грани, определяется ширина подошвы плотины B_n^I :

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\gamma_6}{\gamma_B}(1-n)+n(2-n)-\alpha_1}}, \quad (6.49)$$

где α_1 – коэффициент снижения фильтрационного давления путем установки противофильтрационного устройства, принимаемый 0,5;

h – высота воды, действующей на плотину по формуле:

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 390 - 310 = 80 \text{ м.} \quad (6.50)$$

Определяется отметка подошвы плотины:

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - \delta_B = 313,0 - 3 = 310 \text{ м,} \quad (6.51)$$

где δ_B – толщина плиты водобоя.

$$\delta_B = 0,15 \cdot V_c \cdot \sqrt{h_c'} = 0,15 \cdot 22,82 \cdot \sqrt{0,646} = 2,75 \text{ м.} \quad (6.52)$$

Толщина плиты водобоя принимается $\delta_B = 3 \text{ м}$.

где V_c – скорость струи в сжатом сечении.

$$V_c = \frac{Q_c}{B_{\text{вод}} \cdot h_c'} = \frac{1694,9}{75 \cdot 0,646} = 34,98 \frac{\text{м}}{\text{с}}. \quad (6.53)$$

h_c – толщина струи в сжатом сечении,

$$h_c = h_c' = 0,646 \text{ м.}$$

Толщина второй плиты водобоя:

$$\delta_B = 0,15 \cdot V_c \cdot \sqrt{h_c'} = 0,15 \cdot 14,21 \cdot \sqrt{1,59} = 2,69 \text{ м.}$$

Толщина плиты водобоя принимается $\delta_B = 2,5 \text{ м}$. Применяется анкерение плиты.

$$V_c = \frac{Q_c}{B_{\text{вод}} \cdot h_c'} = \frac{1694,9}{75 \cdot 1,59} = 14,21 \frac{\text{м}}{\text{с}},$$

где h_c – толщина струи в сжатом сечении,

$$h_c = h_c' = 1,59 \text{ м.}$$

Исходя из условия устойчивости плотины против сдвига по основанию, определяется выражение ширины подошвы плотины B_n^{II} :

$$B_n^{II} = \gamma_n \cdot \frac{h}{f \cdot \left(\frac{\gamma_6}{\gamma_B} + n - \alpha_1 \right)}, \quad (6.54)$$

где $f \approx \operatorname{tg} \varphi_{\text{гр}} = 0,75$ – коэффициент сопротивления плотины сдвигу по основанию;

γ_n – коэффициент надежности, принимаемый в зависимости от класса сооружения, равен 1,20 для II класса сооружения. Задаваясь значениями n , определяются значения B_n^I и B_n^{II} .

Точка пересечения кривых определяет искомую ширину подошвы водосливной плотины.

Все расчеты приведены в таблицу 1.1, а график представлен на рисунке 1.5. Точка пересечения в координатах: $n = 0,224$, $B = 60,3$ м. Принимается ширина подошвы по основанию $B_{\text{под}} = 60,3$ м.

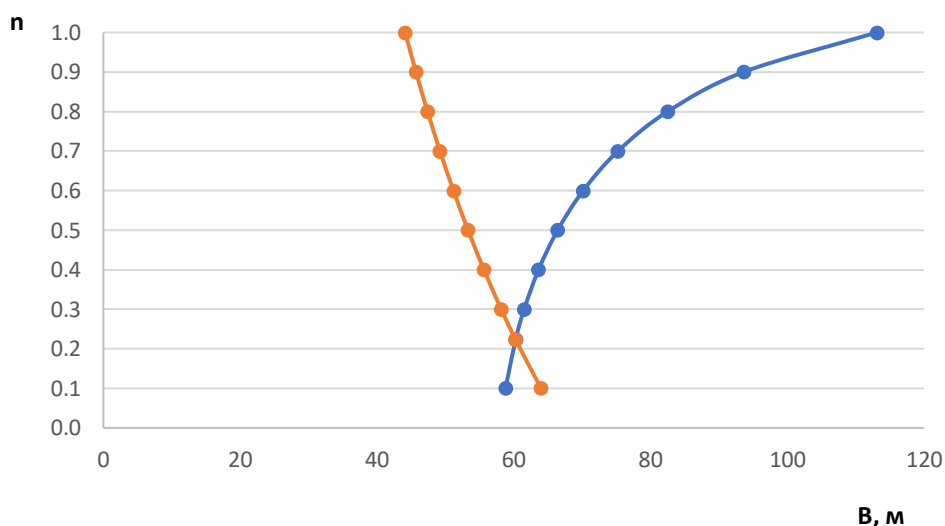


Рисунок 6.1– График для определения ширины подошвы плотины

Таблица 6.1 – расчет для определения ширины подошвы плотины

n	0,10	0,224	0,30	0,40	0,50	0,60	0,70	0,80	0,90	1,00
B_n^I	58,82	60,30	61,54	63,64	66,44	70,16	75,26	82,51	93,63	113,14
B_n^{II}	64,00	60,30	58,18	55,65	53,33	51,20	49,23	47,41	45,71	44,14

6.4.2 Разрезка плотины швами

Швы устраивают для обеспечения монолитности бетона секций плотины между швами при неравномерном распределении температуры в теле плотины.

Расстояние между температурными швами в бетонных сооружениях на скальном основании принимается:

$$S = \delta_6 + b = 3 + 12 = 15 \text{ м},$$

(6.55)

где δ_6 – толщина быка;
 b – ширина пролета.

Разрез делается по быку.

Температурные швы для плотин на скальном основании принимаются шириной 1 см на расстоянии 5 м от лицевых граней и гребня, а внутри тела плотины 0,3 см.

6.4.3 Быки

На водосливе устраивают быки для деления водосливного фронта на пролеты и для установки затворов.

Принимаем быки округлой формы, ширина и длина паза для ремонтного затвора 0,5 м, ширина паза рабочего затвора принимается 0,8 м, длина паза рабочего затвора принимается равной 1,0 м. Толщина быка между пазами 1,5 м.

Бык конструируют без сопровождения водослива с целью уменьшения веса быка, так как предварительные расчеты показали, что вес быка со стороны нижнего бьефа слишком высок.

6.4.4 Устои

Устраиваются два отдельных устоя, один из которых отделяет водосливную плотину от глухой бетонной плотины, а другой – отделяет водосливную от стационарной части плотины.

6.4.5 Галереи в теле плотины

В теле плотины устраиваются 4 смотровые галереи с шагом 15 м по высоте.

Одну из продольных галерей проектируется выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотин.

Размеры галерей: смотровая – 1,25x2 м; цементационная и дренажная – 4x4 м.

6.4.6 Дренаж тела бетонной плотины

Вдоль напорной грани плотины предусматривается устройство дренажа в виде вертикальных скважин, имеющих выходы в продольные галереи.

Диаметр скважин для дренажа – 20 см, а расстояние между осями дрен – 2 м.

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа:

$$a_{\text{др}} \geq \frac{H_d \gamma_n}{I_{\text{кр}}}, \quad (6.56)$$

где H_d – напор над расчетным сечением;

$$H_d = \text{НПУ} - \text{ДНО} = 390 - 313 = 77 \text{ м}, \quad (6.57)$$

γ_n – коэффициент надежности по ответственности класса;
 $I_{\text{кр}}$ – критический средний градиент напора, для бетонной плотины принимаем $I_{\text{кр}} = 25$.

$$a_{\text{др}} \geq \frac{77 \cdot 1,20}{25} = 3,696 \text{ м}. \quad (6.58)$$

Принимается $a_{\text{др}} = 3,7$ м.

6.5 Элементы подземного контура плотины и нижнего бьефа

В основании плотины, проектируемой на скале, устраивается цементационная завеса и вертикальный дренаж.

Глубина цементационной завесы:

$$h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot H_{\text{max}} = 0,5 \cdot (390 - 316,12) = 36,94 \text{ м}, \quad (6.59)$$

где H_{max} – максимальный напор на плотину при НПУ и минимальном УНБ.

Глубина дренажа:

$$h_{\text{др}} = 0,5 \cdot h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot 36,94 = 18,47 \text{ м}, \quad (6.60)$$

Диаметр скважин для дренажа принимаем 20 см с шагом 2 м.

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{\Delta H \cdot \gamma}{J_{\text{кр}}} = \frac{44,33 \cdot 1,20}{15} = 3,55 \text{ м}, \quad (6.61)$$

где ΔH – напор на завесу

$J_{кр}$ – критический градиент напора в завесе

$$\Delta H = H_d - H_{ас} = 73,88 - 29,55 = 44,33 \text{ м}, \quad (6.62)$$

где H_d – полный фильтрационный напор.

$$H_d = \nabla_{НПУ} - \nabla_{НБ_{min}} = 390 - 316,12 = 73,88 \text{ м}. \quad (6.63)$$

На основании СНиПа 2.06.06-85 Плотины бетонные и железобетонные, потеря напора на цем. завесе:

$$H_{ас} = 0,4H_d = 0,4 \cdot 73,88 = 29,55 \text{ м}. \quad (6.64)$$

Расстояние от напорной грани до оси цементной завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1)B_{под} = (3,02 \div 6,03). \quad (6.65)$$

Принимается $l_1 = 6 \text{ м}$.

Расстояние от оси цементной завесы до оси дренажа:

$$l_2 = 6 \text{ м}.$$

Для защиты грунтов основания от размыва потоком, сбрасываемых через плотину, устраивается 2 водобойных плиты, 2 водобойных стенки и рисберма.

Длина водобойной плиты:

$$l_{вод} = (0,75 \div 1)l_{г.п.} = (44,99 \div 59,99), \quad (6.66)$$

где $l_{г.п.}$ – длина гидравлического прыжка,

$$l_{г.п.} = 2,5(1,9h_c'' - h_c') = 2,5(1,9 \cdot 12,97 - 0,649) = 59,99 \text{ м}. \quad (6.67)$$

Принимается длина водобойной плиты: $l_{вод} = 55 \text{ м}$.

Длина второй водобойной плиты:

$$l_{вод} = (0,75 \div 1)l_{г.п.} = (24,59 \div 32,79), \quad (6.68)$$

где $l_{г.п.}$ – длина гидравлического прыжка,

$$l_{г.п.} = 2,5(1,9h_c'' - h_c') = 2,5(1,9 \cdot 7,74 - 1,59) = 32,79 \text{ м.} \quad (6.69)$$

Принимается длина водобойной плиты: $l_{вод} = 30 \text{ м.}$

Длина рисбермы:

$$l_{рис} = (0,4 \div 0,5)l_{вод}. \quad (6.70)$$

Принимается

$$l_{рис} = 0,5l_{вод} = 0,5 \cdot 30 = 15 \text{ м.}$$

Толщина рисбермы:

$$\delta_{рис} = \frac{2}{3} \cdot \delta_{вод} = \frac{2}{3} \cdot 2,5 = 1,67 \text{ м.} \quad (6.71)$$

Принимается толщина рисбермы 2 м. В конце рисбермы устанавливается зуб.

6.6 Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины

6.6.1 Определение основных нагрузок на плотину

Расчеты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняются для основного сочетания нагрузок и воздействий. В состав основного сочетания входят нагрузки постоянные, временные, длительные и кратковременные. Нагрузки и воздействия принимаются в наиболее неблагоприятных, но возможных сочетаниях.

6.6.2 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCad: $S_{пл} = 2295,21 \text{ м}^2$, $S_6 = 2697,34 \text{ м}^2$. Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot \gamma_6}{b + \delta_6} = \frac{2295,21 \cdot 12 \cdot 24}{12 + 3} = 44068,03 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.72)$$

где b – ширина пролета;

γ_6 – удельный вес бетона;

δ_6 – толщина быка.

Вес быка и точку его приложения определяется тем же способом:

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_6 \cdot \gamma_6}{b + \delta_6} = \frac{2697,34 \cdot 3 \cdot 24}{12 + 3} = 12947,23 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.73)$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f^{1,5} \cdot g = 0,055 \cdot 102^{1,5} \cdot 9,81 = 555,82 \text{ кН}, \quad (6.74)$$

где f – площадь затвора,

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (391 - 383 + 0,5) \cdot 12 = 102 \text{ м}^2. \quad (6.75)$$

Вес затвора приводится к 1 погонному метру:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{555,82}{12 + 3} = 37,05 \text{ кН/м}. \quad (6.76)$$

6.6.3 Сила гидростатического давления воды

Эпюры гидростатического давления воды принимаются по треугольнику. Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды с верхнего бьефа.

$$W_{\text{ВБ}} = \frac{\gamma_{\text{В}} \cdot H_{\text{В}}^2}{2} = \frac{10 \cdot 80^2}{2} = 32000 \text{ кН}, \quad (6.77)$$

где $H_{\text{В}}$ – высота плотины:

$$H_{\text{В}} = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{под} = 390 - 310 = 80 \text{ м}. \quad (6.78)$$

С нижнего бьефа:

$$W_{\text{НБ}} = \frac{\gamma_{\text{В}} \cdot H_{\text{Н}}^2}{2} = \frac{10 \cdot 6,12^2}{2} = 187,3 \text{ кН}, \quad (6.79)$$

где $H_{\text{Н}}$ – определяется по формуле (6.6.3.4)

$$H_{\text{Н}} = \nabla\text{НБ}_{\text{min}} - \nabla\text{под} = 316,12 - 310 = 6,12 \text{ м}. \quad (6.80)$$

Гидростатическое давление пригруза со стороны нижнего бьефа:

$$W_{\text{пр}} = \gamma_{\text{в}} \cdot S_{\text{эп}} = 10 \cdot 64,6 = 646 \text{ кН. (6.6.3.5)}$$

6.6.4 Равнодействующая взвешивающего давления

Сила взвешивающего давления:

$$W_{\text{вз}} = H_{\text{н}} \cdot B_{\text{под}} \cdot \gamma_{\text{в}} = 6,12 \cdot 60,3 \cdot 10 = 3690,4 \text{ кН, (6.81)}$$

где $H_{\text{н}}$ – определяется по формуле (6.80)

$B_{\text{под}}$ – ширина подошвы.

6.6.5 Сила фильтрационного давления

$$H_d = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}_{\text{min}}} = 390 - 316,12 = 73,88 \text{ м. (6.82)}$$

На основании СНиПа 2.06.06-85 Плотины бетонные и железобетонные:

$$H_{\text{ас}} = 0,4H_d = 0,4 \cdot 73,88 = 29,55 \text{ м. (6.83)}$$

$$H_{\text{др}} = 0,15H_d = 0,15 \cdot 73,88 = 11,08 \text{ м. (6.84)}$$

$$W_{\text{ф}} = S_{\text{эп}} \cdot \gamma_{\text{в}} = 676,7 \cdot 10 = 6767 \text{ кН. (6.85)}$$

Эпюра фильтрационного давления для гравитационной плотины с цементационной завесой в основании представлена на рисунке 6.2.

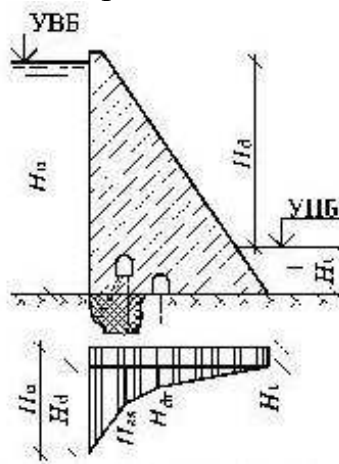


Рисунок 6.2– Эпюра фильтрационного давления

6.6.6 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_H = \gamma_H \cdot h_H \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_H}{2} \right), \quad (6.86)$$

где γ_H – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;

h_H – толщина слоя наносов, $h_H = 3$ м;

φ_H – угол внутреннего трения наносов, $\varphi_H = 20$;

$$p_H = 10 \cdot 3 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 14,7 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \quad (6.87)$$

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.:

$$E_H = \frac{p_H \cdot h_H}{2} = \frac{14,7 \cdot 3}{2} = 22,1 \text{ кН}. \quad (6.88)$$

Активное давление грунта основания со стороны ВБ:

$$\begin{aligned} p_1 &= \gamma_H \cdot h_H \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) = \\ &= 10 \cdot 3 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{37}{2} \right) - 2 \cdot 150 \cdot tg \left(45 - \frac{37}{2} \right) = -142,12 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \end{aligned} \quad (6.89)$$

В точке на нижней границе слоя грунта толщиной $h_{гр}$, где действует вес наносов и вес грунта, активное давление:

$$\begin{aligned} p_2 &= (\gamma_H \cdot h_H + \gamma_{гр} \cdot h_{гр}) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) = \\ &= (10 \cdot 3 + 15,05 \cdot 3,5) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{37}{2} \right) - 2 \cdot 150 \cdot tg \left(45 - \frac{37}{2} \right) = \\ &= -129,02 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \end{aligned} \quad (6.90)$$

где $\gamma_{гр}$ вычисляется по формуле:

$$\gamma_{гр} = \gamma_{гр}^{сух} - (1 - n) \cdot \gamma_B = 25 - (1 - 0,005) \cdot 10 = 15,05 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}, \quad (6.91)$$

где n – пористость сухого грунта, для гранита $n = 0,005$.

Численное значение равнодействующего активного давления грунта на 1 п.м.:

$$E_a = \frac{p_1 + p_2}{2} = \frac{-142,12 - 129,02}{2} = -135,57 \text{ кН.} \quad (6.92)$$

Так как значение равнодействующей активного давления грунта отрицательно, то его не учитываем в дальнейших расчетах.

6.6.7 Волновое воздействие

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

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \gamma_v \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}_d}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) =$$

$$= \frac{1}{2} \cdot 10 \cdot 1,344 \cdot \left(\frac{13}{\pi} + \frac{0,44}{2} \right) = 29,28 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.93)$$

где $h_{1\%}$ – высота волны 1% обеспеченности, $h_{1\%} = 1,344$ м;

$\bar{\lambda}_d$ – средняя длина волны, $\bar{\lambda}_d = 10,15$ м;

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}_d} = \frac{\pi \cdot 1,344^2}{13} = 0,44 \text{ м.} \quad (6.94)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}_d}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{13}{2\pi} - \frac{3}{8} \cdot 1,344 = 1,57 \text{ м.} \quad (6.95)$$

6.7 Оценка прочности плотины

6.7.1 Определение напряжений

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

Исходя из практических соображений в расчете плотины сжимающие напряжения принимаются со знаком «-», а растягивающая со знаком «+».

Для удобства расчетов составляется таблица 6.2, в которую внесены все нагрузки.

Точки приложения равнодействующих сил рассчитаны с помощью программы AutoCAD.

Таблица 6.2 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузки	γ_f	Направление силы	Сила, кН	Сила γ_f , кН	Плечо, м	Момент, кН·м
$W_{ББ}$	1	→	32000	32000,0	26,67	853440
$W_{НБ}$	1	←	187	187,3	2,04	-382,0
$G_{пл}$	0,95	↓	44068	41864,6	11,86	-496514,5
G_6	0,95	↓	12947	12299,9	13,7	-168016,2
$W_{Вз}$	1	↑	3690	3690,4	0	0,0
W_{ϕ}	1	↑	6767	6767,0	16,62	112467,5
E_H	1,2	→	22	26,5	4	106,1
$W_{волн}$	1	→	29	29,3	76,91	2251,9
q_3	0,9	↓	37,05	33,3	27,8	-927,1
$W_{пр}$	1	↓	646	646,0	24,59	15885,1

$$\sum N = G_{пл} + G_6 + q_3 - W_{Вз} - W_{\phi} + W_{пр}). \quad (6.96)$$

$$\begin{aligned} \sum N &= 41864,6 + 12299,9 + 37,05 - 3690,4 - 6767 + 646 = \\ &= 44386,5 \text{ кН.} \end{aligned}$$

$$\sum M = 318310,8 \text{ кН} \cdot \text{м.}$$

Расчет краевых напряжений в горизонтальном сечении плотины (при расчете на 1 п.м.):

Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{\sum N}{B_{под}} + \frac{6 \sum M}{B_{под}^2} = -\frac{44386,5}{60,3} + \frac{6 \cdot 318310,8}{60,3^2} = -210,65 \text{ кПа}, \quad (6.97)$$

где $\sum N$ – сумма вертикальных сил, действующих на плотину
 $\sum M$ – сумма моментов всех сил, действующих на плотину
 $B_{под}$ – ширина подошвы плотины.

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_v \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (6.98)$$

где H_d^u – напор расчетным сечением со стороны верхнего бьефа
 $m_u^2 = \operatorname{tg} \alpha$ – угол между напорной гранью и вертикалью.

$$\sigma_x^u = -210,65 \cdot 0^2 - 10 \cdot 80 \cdot (1 - 0^2) = -800 \text{ кН/м}^2. \quad (6.99)$$

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_B \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0. \quad (6.100)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_B \cdot H_d^u \cdot m_u^2. \quad (6.101)$$

$$\sigma_1^u = -210,65 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 80 \cdot 0^2 = -210,65.$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_B \cdot H_d^u = -10 \cdot 80 = -800, \quad (6.102)$$

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{\Sigma N}{B_{\text{под}}} - \frac{6 \Sigma M}{B_{\text{под}}^2} = -\frac{44386,5}{60,3} - \frac{6 \cdot 318310,8}{60,3^2} = -1262,42 \text{ кПа}. \quad (6.103)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_B \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2). \quad (6.104)$$

$$\begin{aligned} \sigma_x^t &= -1262,42 \cdot 0,62^2 - 10 \cdot (316,12 - 310) \cdot (1 - 0,62^2) = \\ &= -493,64 \text{ кН}, \end{aligned}$$

где H_d^t – напор расчетным сечением со стороны нижнего бьефа
 $m_t = tg \alpha = tg 32^\circ = 0,62$ – угол между низовой гранью и вертикалью.

$$\begin{aligned} \tau_{xy}^t &= -(\gamma_B \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 6,12 - 1262,42) \cdot 0,62 = \\ &= 720,73 \quad (6.105) \end{aligned}$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_B \cdot H_d^t \cdot m_t^2 \quad (6.106)$$

$$\begin{aligned} \sigma_3^t &= -1262,42 \cdot (1 + 0,62^2) + 10 \cdot (316,12 - 310) \cdot 0,62^2 = \\ &= -1694,87 \text{ кПа}. \end{aligned}$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_B \cdot H_d^t = -10 \cdot 6,12 = -61,2 \text{ кПа}. \quad (6.107)$$

Таблица 6.3 – Краевые напряжения

Напряжение	σ_y	σ_x	τ_{xy}	σ_1	σ_3
Напорная грань	-210,65	-800,00	0	-210,65	-800
Низовая грань	-1262,42	-493,64	720,73	-61,2	-1694,87

6.7.2 Критерии прочности плотины

После определения напряжений для основного сочетания нагрузок, сооружение проверяется на прочность. Условия прочности:

1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{1c} \cdot |\sigma_3^t| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.108)$$

где $\gamma_n = 1,20$ – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения;

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

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

$$R_b \geq \frac{1,20 \cdot 1 \cdot 1694,87}{0,9}. \quad (6.109)$$

Таким образом, предварительно принимается бетон класса В5 с расчетным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 2800$ кН/м².

$$2600 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 2260 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \quad (6.110)$$

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

$$\sigma_y^u < 0$$

$$-210,65 \text{кН/м}^2 < 0$$

3) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_B \cdot H_d^u. \quad (6.111)$$

$$210,657 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 80 = 200 \text{кН/м}^2.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиям прочности.

6.7.3 Расчет устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин на скальных основаниях определяется несущей способностью основания, то есть его сопротивлением сдвигу сооружения. Плотина рассчитывается на сдвиг по первому предельному состоянию – по потере несущей способности.

При поступательной форме сдвига, плотина устойчива, если выполняется условие:

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n. \quad (6.112)$$

$$R = \sum N \cdot \operatorname{tg} \varphi + c \cdot \omega. \quad (6.113)$$

$$R = 44386,5 \cdot 0,75 + 150 \cdot 60,3 = 42334,9 \text{ кН/м,}$$

где $\operatorname{tg} \varphi = 0,75$ – внутреннее трение для грунта основания;

$c = 150 \text{ кН/м}^2$ – сцепление грунта основания;

$\omega = B_{\text{под}} \cdot 1 = 60,3 \text{ м}^2$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчете на 1 погонный метр.

$$F = W_{\text{ВБ}} - W_{\text{НБ}} + W_{\text{волн}} + E_n. \quad (6.114)$$

$$F = 32000 - 187,3 + 29,3 + 26,5 = 31868,5 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

Тогда условие на сдвиг:

$$\frac{42329,4 \cdot 0,95}{31865,5 \cdot 1} \geq 1,20$$

$$1,26 \geq 1,20.$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости и не превышает 10% запас прочности.

7 Объемы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

7.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования.

Таблица 7.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2023	2024	2025	2026	2027
Установленная мощность	МВт	237	316	316	316	316
Число часов использования установленной мощности	Часы	4000	4000	4000	4000	4000
Выработка электроэнергии	МВт·ч	2047680	2730240	2730240	2730240	2730240
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1	1	1	1	1
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	20477	27302	27302	27302	27302
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	2027203	2702938	2702938	2702938	2702938
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	1110	1143	1175	1206	1235
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	2250,2	3089,4	3175,9	3259,7	3338,1
НДС к выручке	млн.руб	450,4	617,9	635,2	651,9	667,6

Динамика выручки от реализации представлена на рисунке 7.1.

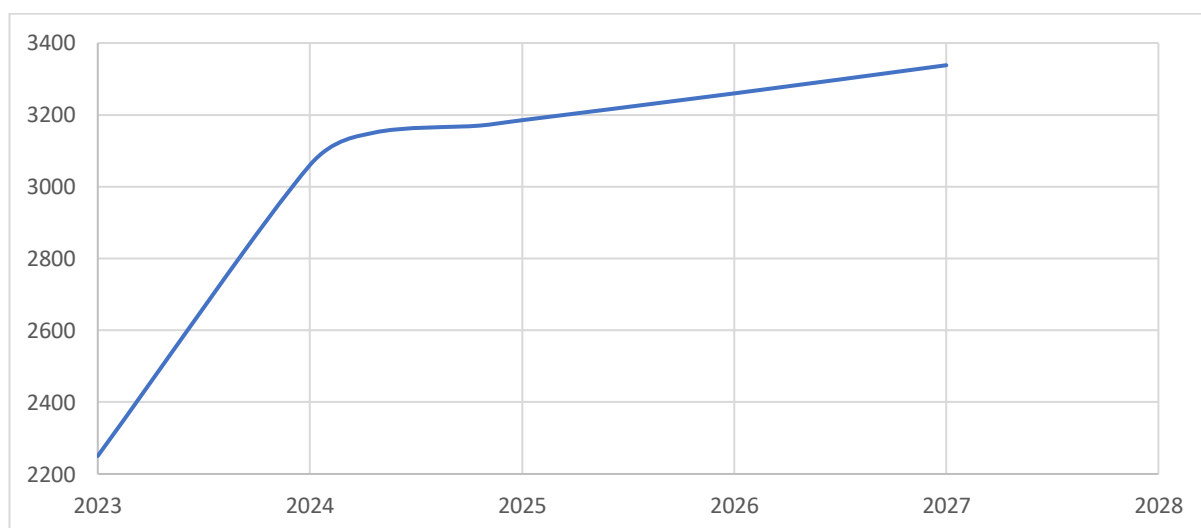


Рисунок 7.1 – График выручки от продажи электроэнергии, млн. руб.

7.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО «РусГидро» от 08.02.2017 №92 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2047 гг.) с учетом реализованной электроэнергетики.

Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный горизонт планирования всеми структурными подразделениями ОАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ОАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗООАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, а также условий и допущений, необходимых для подготовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов на среднесрочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами, это денежные средства, необходимые для организации производственного процесса и создания продукции, работ или услуг.

Себестоимость продукции непосредственно зависит от текущих расходов предприятия, так как характеризует величину затрат, приходящихся на единицу продукции. Очевидно, что все факторы, влияющие на формирование расходов, оказывают непосредственное влияние и на себестоимость продукции.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления определяются по каждому виду актива, в соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств и незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости): 0,08%.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности.

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/МВт	Сумма, млн.руб.
--------------	---------------------	-----------------

Продолжение таблицы 7.2.

Расходы на оплату труда	255,2	80,64
Прочие	274	86,58
Итого по ГЭС		167,22

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в %, представлены в таблице 7.3.

Таблице 7.3 – Удельные значения расходов на ремонт%

Этап проекта (лет)	Величина
1-5	0,06
6-15	0,09
16-25	0,14
Свыше 25	0,2

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице 7.4.

Таблица 7.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс.руб/Мвт	42,77
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097тыс.руб/Мвт·ч	2,99
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0.000318тыс.руб/Мвт·ч	0,87
Итого		46,64

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт·ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 7.5.

Таблица 7.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2023	2024	2025	2026	2027
Амортизационные отчисления, млн.руб.	89,72	157,73	215,37	282,27	336,67
Расходы на страхование, млн.руб.	22,22	31,97	38,76	47,62	70,82
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	125,40	167,21	167,21	167,21	167,21

Продолжение таблицы 7.5.

Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	27,78	39,97	48,45	59,53	88,53
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	34,98	46,64	46,64	46,64	46,64
Налог на воду, млн.руб.	8,74	13,11	13,11	13,11	13,11
Итого, млн.руб.	308,84	456,62	529,53	616,37	722,96

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы (рисунок 7.2).



Рисунок 7.2– Структура текущих затрат по гидроузлу, %

7.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

- Налог на прибыль – 20%;
- НДС – 20%;
- Взносы в социальные фонды – 34%;
- Налог на имущество – 2,2%
- Налог на воду на 1 тыс. кВт.ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 7.6.

Таблица 7.6– Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2024	2025	2026	2027	2028
Налог на прибыль, млн.руб.	426,0	426,4	423,7	416,6	421,3
НДС, млн.руб.	158,1	371,7	302,9	192,3	312,8
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Налог на имущество, млн.руб.	69,2	85,1	104,2	145,8	174,8
Итого, млн.руб.	653,7	883,6	831,1	755,0	909,3

7.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является конечным финансовым результатом от продажи электроэнергии генерирующей компании и в общем виде представляет разницу между ценой продукции и её себестоимостью.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 7.7.

Таблица 7.7- Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2023	2024	2025	2026	2027
Выручка (нетто), млн.руб.	1953,0	2686,2	2760,7	2833,1	2900,8
Текущие расходы, млн.руб.	308,8	456,6	529,5	616,4	723,0
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	1943,2	2673,1	2747,6	2820,0	2887,7
ЕВИТ(прибыль от налогообложения), млн.руб.	1564,5	2204,1	2205,4	2190,5	2150,7
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	301,9	426,2	426,4	423,5	415,5
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	1262,6	1777,9	1779,0	1767,1	1735,2
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00



Рисунок 7.3—Изменение суммы прибыли/убытков по проекту, млн. руб.

7.5 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 08.02.2017 №92 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017-2047 гг.»)

7.5.1 Методология, исходные данные

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

1. Чистый, дисконтированный доход
2. Индекс прибыльности
3. Срок окупаемости
4. И т.д.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

а) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

б) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

в) Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 08.02.2017 №92 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017-2047 гг.»

Расчёты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

1) Период прогнозирования для Горно-Алтайской ГЭС составляет 50 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.

2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2030 года.

3) Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

7.5.2 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 7.8.

Таблица 7.8-Показатели эффективности реализации проекта «Горно-Алтайской ГЭС на реке Катунь»

Наименование	значение
Ставка дисконтирования	11,60
Период окупаемости – РВ, мес	183
Дисконтированный период окупаемости - ДРВ, мес	401
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	795,60
Индекс прибыльности – PI	1,10
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	12,33
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт·ч	0,32
Удельные капиталовложения, руб/Квт	94936,91

7.5.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений величина которых показана в таблице 9.3.1.

Таблица 7.10 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2023	2024	2025	2026	2027
Продолжение таблицы 7.10.					
В федеральный бюджет, млн.Рублей	335,8	657,5	871,6	800,0	682,2
В региональный бюджет, млн.Рублей	40,9	69,2	85,1	104,2	145,8
Итого налоговых поступлений, млн.Рублей	376,8	726,7	956,6	904,2	828,0

7.6 Анализ чувствительности

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности - метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины прогнозного тарифа к изменениям:

- а) Ставки налогов;
- б) Ставки дисконтирования;
- в) Цены сбыта;

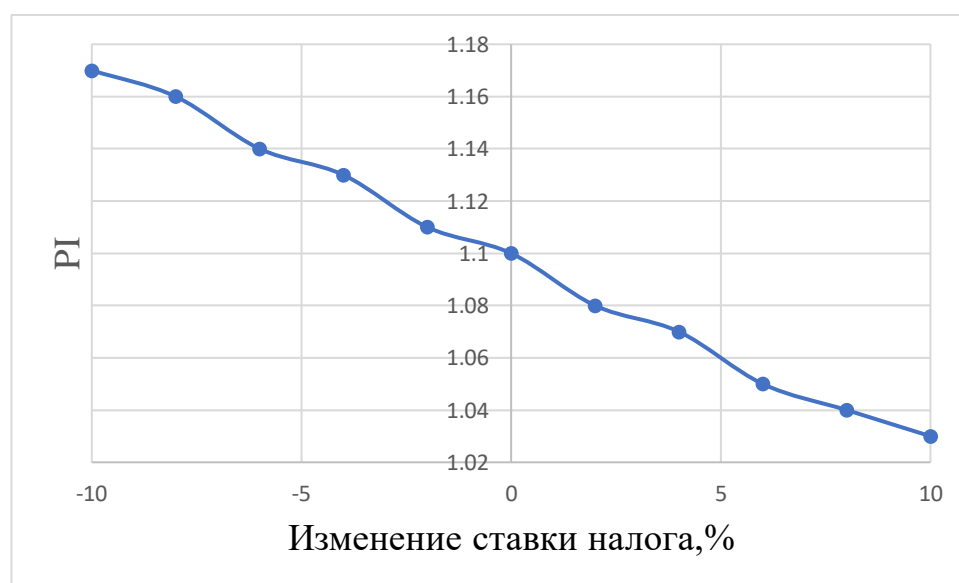


Рисунок 7.4-Зависимость PI от изменения ставки налогов.

Вывод: Выгодность проекта несколько зависит от изменения ставки налогообложения. Из данного графика следует, что при увеличении ставки налогов более чем на 10% проект рискует стать не выгодным.

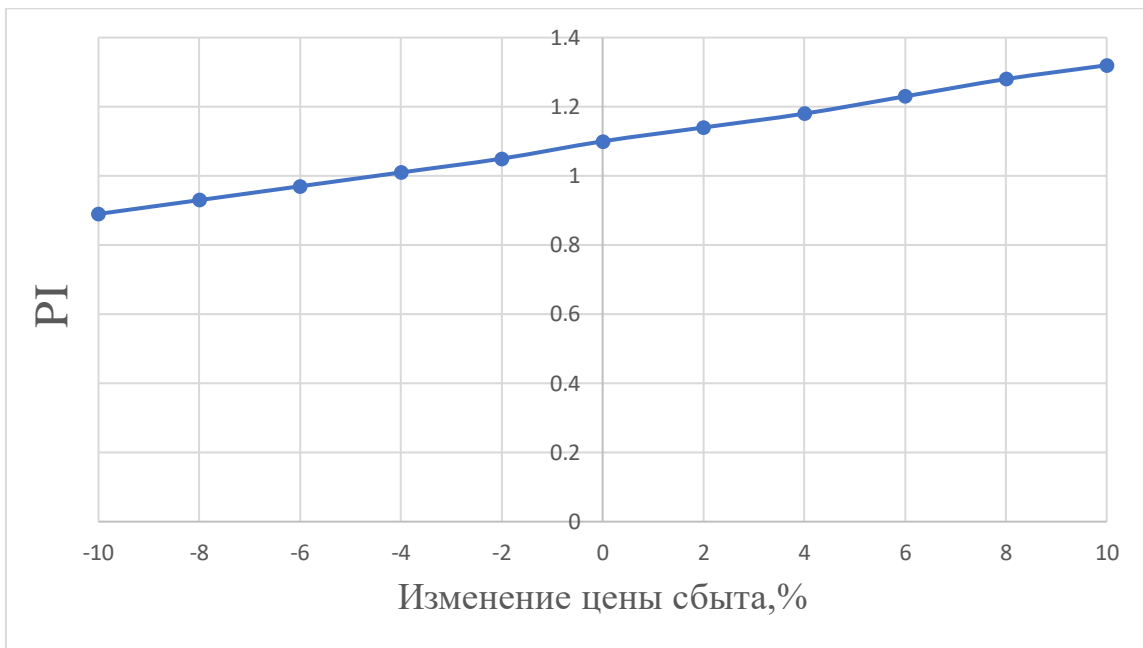


Рисунок 7.5-Зависимость PI от изменения цены сбыта.

Вывод: Выгодность проекта очень сильно чувствительна к изменению цены сбыта продукции. При уменьшении цены сбыта всего лишь на 4% может привести к краху всего проекта.

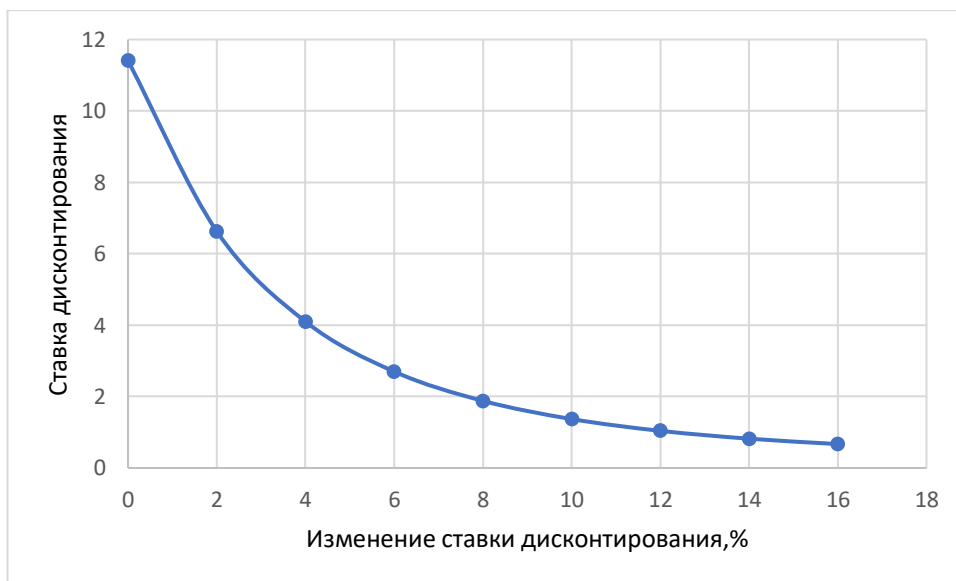


Рисунок 7.6-Зависимость PI от изменения ставки дисконтирования.

Вывод: При сильном изменении ставки дисконтирования проект может стать не выгодным.

8 Мероприятия по охране окружающей среды Горно-Алтайского гидроузла. Охрана труда. Противопожарная безопасность

8.1 Общие сведения о районе строительства

Горно-алтайский гидроузел расположен в Республике Алтай на реке Катунь на 3 км выше по течению от села Манжерок.

Катунь берёт начало на южном склоне Катунского хребта у подножия горы Белухи, у южной оконечности ледника Геблера. Длина реки - 688 км. Площадь водосборного бассейна составляет 60900 км².

В бассейне реки насчитывается более 800 ледников общей площадью 625 тыс. км², поэтому ледниковое питание играет существенную роль. Роль дождевых осадков в питании реки незначительна.

Вследствие подобного типа питания режим реки характеризуется непродолжительным весенним половодьем и очень малым стоком в остальное время года. Ледостав устанавливается в первой половине ноября и продолжается до середины апреля. Летнее – осенняя межень в отдельные годы прерывается дождевыми паводками.

Рассматриваемая территория относится к умеренно-континентальному климатическому району с холодной зимой и теплым летом. Средняя годовая температура воздуха составляет от +4°С до -7°С, абсолютный минимум -55°С. Годовая сумма осадков около 500-600.

Основными источниками загрязнения реки Катунь в рассматриваемом створе является сброс неочищенных и недостаточно очищенных сточных вод с коммунальных, промышленных, сельскохозяйственных объектов, находящихся выше по течению от створа строительства. Основными загрязняющими веществами, поступающими в реку со сточными водами промышленных предприятий, предприятий коммунального хозяйства и с ливневыми водами с территорией населенных пунктов, являются: нефтепродукты, нитриты, нитраты, фосфаты, азот аммонийный, взвешенные вещества. Качество воды также характеризуется высокими значениями БПК, ХПК, минерализации, цветности и мутности.

Водные биологические ресурсы реки Катунь на участке строительства Горно-Алтайской ГЭС представлены следующими видами: таймень, нельма, хариус, речной голец, ленок, чебак и т.д. В соответствии с Приказом Федерального агентства по рыболовству от 17.09.2009 № 818 «Об установлении категории водных объектов рыбохозяйственного значения и особенностей добычи (вылова) водных биологических ресурсов, обитающих в них и отнесенных к объектам рыболовства» река Катунь на рассматриваемом участке относится к водному объекту I категории рыбохозяйственного значения, поэтому и в период строительства, и в период дальнейшей эксплуатации гидроузла сброс сточных вод в р. Катунь необходимо производить с

содержанием загрязняющих веществ с концентрациями, не превышающими ПДК.

Воздействие Горно-Алтайской ГЭС на окружающую среду будет оказываться в период строительства и в период дальнейшей эксплуатации станции.

8.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При строительстве Горно-Алтайского ГУ выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- отсыпка перемычек;
- подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений;
- строительство поселка эксплуатирующего персонала.

В период строительства предусмотрены мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по минимизации воздействия на окружающую среду непосредственно от строительства.

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе свodka леса и санация территории;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;
- образование и обращение с отходами;
- опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС;

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

1. Формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
2. Изменение процессов переноса и седиментации наносов;
3. Формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды Катуня в нижнем бьефе Горно-Алтайского гидроузла;
4. Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

В соответствии с требованиями СП от 01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» в

рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

- очистка территории от остатков строений и мусора;
- вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;
- санитарная очистка территорий животноводческих объектов;
- засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин;

Кроме того, в состав санитарных мероприятий входит очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности.

При проектировании мероприятий по инженерной защите населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления, берегообрушения, должны быть предусмотрены:

- технические мероприятия, исключающие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;
- технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты;

Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с работой автотранспорта, проведением различных видов строительных работ.

8.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СП от 1.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ», в соответствии с которыми:

1. Разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора.

2. Мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантных проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ.

3. Работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища.

4. Требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.

Создание водохранилища влечет за собой необходимость в переселении жителей из зоны затопления.

- На территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения.

- Оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте.

- Металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки.
- Выгреба уборных после вывоза отходов дезинфицируются сухими препаратами ДТС КГ или хлорной известью и засыпаются чистым грунтом.
- Нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки.
- Очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию.
- Навоз, навозные стоки и мусор животноводческих объектов обеззараживаются, после чего вывозятся на сельскохозяйственные поля.
- Почва животноводческих помещений, загонов прожигается с применением горючих материалов или орошается растворами двурети основной соли гипохлорита кальция или хлорной извести, содержащей не менее 5% активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого вывозится за пределы территории затопления и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2м.

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период:

- 1 Организационные
 - 1.1 Разработка и утверждение проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ) ;
 - 1.2 Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);
 - 1.3 Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;
 - 1.4 Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;
 - 1.5 Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;
 - 1.6 Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;
 - 1.7 Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду; 1.8
 - 1.8 Организация и проведение производственного экологического контроля

- 2 Санитарно-технические
 - 2.1 Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;
 - 2.2 Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах ;

2.3 Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;

2.4 Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;

2.5 Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах; 2.6

Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ

2.7 Организация и осуществление контроля качества сточных , дренажных и природных поверхностных вод;

2.8 Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;

2.9 Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание; 2.10 Организация

стоянок автотранспорта в специально- оборудованных местах , имеющих твердое покрытие .

8.4 Отходы, образующиеся при строительстве

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительного-монтажных работ, при этом будет образовываться большое количество отходов, в том числе: Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме

Код отходов по ФККО – 2014 8 22 201 01 21 5

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{ т}, \quad (8.1)$$

N - объем бетонных работ, м³ (424628 м³)

q - удельный норматив образования, % ($q = 1,8\%$)

ρ - плотность бетона, т/м³ ($\rho = 2,5 \text{ т/м}^3$)

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{424628 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 19108,26 \text{ т}, \quad (8.2)$$

Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные

Код отходов по ФККО – 2014 4 61 010 01 20 5

Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с Приложением к сборнику Типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве (дополнение к РДС 82-202-96) Москва, Госстрой России, 1988г. , таблица 4, норма образования отходов арматуры составляет 1,0 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{ т}, \quad (8.3)$$

N - количество арматуры, т (3821,65 т)
 q - удельный норматив образования, % ($q = 1,0\%$)
 ρ - удельный вес арматуры, т/м³ ($\rho = 2,0$ т/м³)

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{3821,65 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 76,4 \text{ т.}$$

(8.4)

Таким образом в результате строительства будет образовано 19108,26 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 76,4т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

8.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Горно-Алтайского ГУ воздействие на окружающую среду будет оказываться:

- 1) Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
- 2) Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
- 3) Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;
- 4) На среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

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

1. Регулирование водным режимом водотока;
2. Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
3. Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;
4. При проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

В связи с тем, что на расстоянии 5 км от ГЭС находится населенный пункт – п.Манжерок, 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 Катунь от сбросов Горно-Алтайской ГЭС ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения города Семикаракорск, в пределах промплощадок объектов Горно-Алтайской ГЭС регламентируется требованиями СанПиН 2.1.4.1110-02 :

- в первом поясе ЗСО не допускается спуск любых сточных вод, в том числе сточных вод водного транспорта;

- выявление объектов загрязняющих источников водоснабжения, с разработкой конкретных водоохраных мероприятий , обеспеченных источником финансирования, подрядными организациями и согласованных с центром государственного санитарно-эпидемиологического надзора

8.6 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 гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций, Трудового кодекса, Санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию, Государственным стандартам безопасности труда, Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, ПУЭ, техническому регламенту о пожарной безопасности и правилам противопожарного режима РФ и иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

Служба по охране труда и производственного контроля выполняет следующие задачи:

- организует работы по охране труда;
- осуществляет технический и технологический надзор за эксплуатацией оборудования, зданий и сооружений;
- осуществляет производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах;
- осуществляет контроль за организацией противопожарного режима и соблюдением требований пожарной безопасности;

– организовывает и координирует природоохранную деятельность.

Для всех работников станции разрабатываются должностные инструкции и инструкции по охране труда. Все работники станции должны при исполнении своих служебных обязанностей должны руководствоваться должностными инструкциями.

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

Основная цель улучшения условий труда – обеспечение безопасности труда, сохранение жизни и здоровья работающих, сокращение количества несчастных случаев и заболеваний на производстве.

Улучшение условий труда будет давать и экономические результаты: рост прибыли; сокращение затрат, связанных с компенсациями: за работу с вредными и тяжелыми условиями труда, с травматизмом, профессиональной заболеваемостью. Основным документом в нормативно–технической документации является нормативный акт «Система стандартов безопасности труда» (изм. 27.04.2017).

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), стандартов организации (инструкций) ГЭС.

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам труда при эксплуатации гидротехнических сооружений, а также по электро-, пожаро-, взрывобезопасности при выполнении технических работ, пройти проверку знаний, работнику, прошедшему проверку знаний по охране труда, выдается удостоверение о проверке знаний.

Электроустановки Горно-Алтайской ГЭС должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами.

Все металлические части электроустановок и электрооборудования, на которых может возникнуть напряжение вследствие нарушения изоляции, должны быть заземлены.

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

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, в порядке текущей эксплуатации;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;

– оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

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

8.7 Пожарная безопасность

ГЭС должны быть оборудованы системой пожарной безопасности, направленной на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара.

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.

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, при возникновении пожара немедленно сообщить вышестоящему руководителю или оперативному персоналу о месте пожара, принять возможные меры к спасению людей, имущества и приступить к ликвидации пожара имеющимися средствами пожаротушения с соблюдением мер безопасности.

Все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности.

Для минимизации рисков, связанных с пожарами на проектируемой Горно-Алтайской ГЭС должны быть предусмотрены специальные меры:

- специальные места для курения расположены в наиболее выгодных позициях;
- во всех помещениях, складах, зданиях должны быть установлены датчики, реагирующие на задымление и повышение температуры;
- во всех необходимых местах установлены огнетушители.

На генераторах ГЭС в качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода. Вблизи лобовых частей гидроагрегата размещают дренчерные кольцевые трубопроводы. Включение систем пожаротушения – автоматическое, с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора.

Тушение трансформаторов осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. По периметру трансформатора монтируются на безопасном расстоянии кольцевые трубопроводы, на которых вертикально устанавливаются дренчерные оросители. Предусмотрены специально установленные емкости, куда будет сливаться водно-масляная смесь, образующаяся во время тушения пожара. В этом маслосборнике предусматривается устройство для разделения воды и масла.

Таким образом, для обнаружения, оповещения, тушения и локализации пожара внутри технологических помещений с повышенной пожарной опасностью на Горно-Алтайской ГЭС будет предусмотрена система автоматического пожаротушения.

9 Фирмы производители современных МП устройств. Анализ, сравнение.

Электромеханические реле защиты последнего поколения полностью удовлетворяли всем требованиям, предъявляемым к ним как к средствам защиты электроэнергетических объектов от аварийных режимов в течение десятков лет. В новейших микропроцессорных устройствах функции релейной защиты объединили с функциями устройств связи и передачи данных, регистраторов аварийных режимов, узлов подстанционной логики и др. Такие многофункциональные комплексы стали сравнивать с единичными однофункциональными электромеханическими реле защиты, отработавшими не один десяток лет и порядком изношенными, и говорить о неоспоримых преимуществах микропроцессорных «реле защиты».

9.1 Релематика

Релематика—один из крупнейших российских разработчиков и производителей современных цифровых устройств и комплексов релейной защиты и автоматики. Релематика разрабатывает ИТ-решения для нужд электроэнергетики, решения для проектов "Цифровая подстанция", выполняет полный спектр работ по РЗА и по автоматизации процессов для энергообъектов всех уровней напряжений.

Одним из продуктов данной фирмы является терминал «ТОР 300 ЗГ 511», предназначенный для защиты блока генератор-трансформатор. Представленный терминал обеспечивает защиту генератора от всех видов повреждений, отличается особой надежностью и имеет сертификацию и аттестацию в ведущих отраслевых компаниях

Так же данный терминал легок в управлении, что не маловажно при работе с ним на производстве.

Для защиты генераторного оборудования компания «Релематика» производит шкафы защиты генераторного оборудования серии «Ш2100 14.51х», который представляет собой комплекс РЗ синхронного генератора, работающего непосредственно на сборные шины или в составе блока. В состав шкафа входят две одинаковые системы защиты с независимыми оперативными, измерительными и выходными цепями, т.е. реализуется принцип дублирования.

Шкаф выполняется на базе терминалов защиты генератора средней и малой мощности типа «ТОР 300 ЗГ 510» или универсальных терминалов защиты генератора типа «ТОР 300 ЗГ 511».

Безусловный гарантийный срок на шкафы релейной защиты и автоматики, производства «Релематика» составляет 5 лет с момента выпуска изделия.

По истечении гарантийного срока возможно его продление при проведении технического обслуживания (ТО) шкафа совместно с

представителями компании. После проведения ТО срок гарантии продлевается на 5 лет.

Для удобства эксплуатирующих организаций проведение этого ТО может быть привязано к номинальному циклу ТО (обычно 4-6 лет). Таким образом может быть обеспечена гарантия на шкаф РЗА в течение всего срока службы изделия. Кроме того, проведение ТО совместно с представителями производителя позволит сократить затрачиваемое время и повысить качество ТО. В рамках проведения ТО также может быть осуществлено обучение эксплуатирующего персонала.

9.2 НПП ЭКРА

ООО НПП «ЭКРА» – научно-производственное предприятие, созданное в 1991 году российскими специалистами-релейщиками в г.Чебоксары и функционирующее без участия иностранного капитала. Предприятие, специализируется на разработке и поставках наукоемких устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) на новейшей микропроцессорной элементной базе для объектов электроэнергетики, и других отраслей промышленности. Все выпускаемые предприятием комплектные устройства релейной защиты и автоматики адаптированы к применению в составе АСУ ТП.

Для защиты генераторного оборудования компания «ЭКРА» производит шкафы автоматики управления генераторным выключателем «ШЭ111х».

Базой для данных шкафов служит терминал «ЭКРА 200», который предназначен для осуществления защиты, автоматизации, управления генераторным выключателем.

Данные терминалы зарекомендовали себя как удобными в управлении, со множеством функций, например, при замене терминала не нужно настраивать новый, а можно просто переместить флэш-карту с настройками из старого устройства в новое, так и очень надежными.

9.3 Siemens

Немецкая компания, работающая в области электротехники, электроники, энергетического оборудования и т.д.

Компания является поставщиком продуктов, систем и решений для промышленности и инфраструктуры.

SIPROTEC 4 Siemens - это ряд новейших цифровых устройств защиты и управления с открытыми коммуникационными интерфейсами для дистанционного управления и дистанционной установки параметров, удобным интерфейсом пользователя и очень гибкими функциональными возможностями.

Для защиты генератора и трансформатора компанией «Siemens» производятся терминалы 7UM62 Siprotec 4 Siemens. Это компактные

многофункциональные устройства, которые разработаны для генераторов электростанций.

Данные терминалы включают все необходимые функции защиты генераторного и трансформаторного оборудования.

Многочисленные дополнительные функции **7UM62 Siprotec 4 Siemens** помогают пользователю в обеспечении рентабельного управления энергосистемой и надежного энергоснабжения. Показания отображают ток нагрузочного режима. Регистрация режимных показаний и повреждений помогают в выявлении неисправностей не только в случае нарушений в работе генератора. Комбинация **7UM62 Siprotec 4 Siemens** делает возможным осуществить эффективное резервирование.

Также данные устройства поддерживают распространенные международные открытые стандарты связи, такие как Ethernet.

9.4 АБВ

АБВ это шведская и швейцарская корпорация, специализирующаяся в области электротехники, энергетического машиностроения и информационных технологий.

Продукция компании АБВ охватывает всю цепочку электроснабжения — от подстанций до потребителей, обеспечивая безопасное и надежное электроснабжение

Для защиты генератора, компания «АБВ», предлагает Интеллектуальное электронное устройство REG670.

Благодаря отличным рабочим характеристикам, гибкости и способности к расширению функционала устройство отвечает самым взыскательным требованиям и находит применение в разных частях мира как на новых, так и на модернизируемых электроустановках.

Устройства защиты генератора REG670/650 входят в состав Relion® — семейства продуктов компании АБВ для релейной защиты и управления. Линейка Relion предлагает самый широкий спектр решений для защиты, управления, измерения и контроля параметров работы энергосистем. В продуктах Relion была реализована идеология стандарта МЭК 61850, что в будущем гарантирует их совместимость с новыми устройствами и возможность модернизации.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проделанной выпускной бакалаврской работы были рассчитаны и определены основные элементы Горно-Алтайской ГЭС на реке Катунь, которая является сооружением II класса.

Первым этапом стало определение, на основе гидрологических данных, основного и поверчного расходов, с обеспеченностями 1% и 0,1% соответственно:

- $Q_{1\%} = 2065 \text{ м}^3/\text{с}$
- $Q_{0,1\%} = 2450 \text{ м}^3/\text{с}$

На следующем этапе были проведены водно-энергетические расчеты, результатом которых стало определение установленной мощности Горно-Алтайской ГЭС, которая составила 316 МВт и средней многолетней выработки электроэнергии 1,84 млрд кВт·ч. Также были определены допустимые режимы работы данной ГЭС.

На третьем этапе было выбрано оптимальное количество и тип турбин.

Тип турбин выбирался из двух вариантов РО75-В и ПЛД90-В. Более подходящими турбинами для Горно-Алтайской ГЭС стали 4 гидроагрегата с турбинами РО75-В-400.

Для выбранной турбины с частотой вращения 166,7 об/мин, по справочным данным был выбран гидрогенератор СВ-835/180-36, с номинальной активной мощностью 85 МВт.

Далее для данной ГЭС была выбрана структурная схема с единичными блоками и схема распределительного устройства ОРУ на 7 присоединений с двумя рабочими и одной обходной системой шин.

В соответствии с ПУЭ был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики.

Компоновка Горно-Алтайского гидроузла принята приплотинной.

В состав сооружения входят:

- левобережная глухая бетонная плотина;
- водосливная бетонная плотина с поверхностным водосбросом;
- станционная часть плотины;
- правобережная глухая бетонная плотина;

Также на данном этапе расчетным путем были определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы 63,3 м;
- отметка подошвы водосливной плотины 310 м;
- отметка гребня водослива 383 м;
- число водосливных отверстий 4;
- ширина водосливных отверстий 12 м;
- отметка гребня плотины 394 м;

В этом же разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины от действующих на нее нагрузок.

В соответствии с действующим законодательством были перечислены меры безопасности во время строительства и эксплуатации ГЭС.

В результате технико-экономических расчетов были определены:

- срок окупаемости проекта 15 лет
- себестоимость электроэнергии 0,32 руб./кВт·ч
- удельные капиталовложения 94936,91 руб./кВт

Из всего этого можно сделать вывод, что строительство Горно-Алтайской ГЭС в настоящее время является актуальным.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Затева Е.Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затева – Саяногорск: СШФ КТТУ, 2008.
2. Акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы» [Электронный ресурс]; специализированная организация, единолично осуществляющая централизованное оперативно-диспетчерское управление в ЕЭС России – Режим доступа: <http://so-ups.ru>.
3. Щавелев Д.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие – Л: Москва Энергоатомиздат 1988.
4. СТО 172302282.27.140.022-2008: Здания ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования.
5. Справочник гидроэлектростанций России: Справочное пособие/ Под ред. В.Д. Новоженин. Типография АО «Институт Гидропроект», 1998. 467с.
6. СТО 17330282.27.140.016-2008 Здания ГЭС и ГАЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования
7. 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.
8. Каталог «Гидрогенераторы» [Электронный ресурс] //Сервис «Онлайн Электрик». – Режим доступа: <http://online-electric.ru>
9. 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
10. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта. - Введ. 06.12.2007 - Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 - 20 с.
11. СТО РусГидро 01.01.78-2012 «Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования» - Введ. 27.12.2002 - Москва : ОАО «РусГидро», 2012 – 288с
12. 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.
13. Толстихина Л. В. Параметры электрооборудования и режимы энергетических систем в примерах и иллюстрациях: учебное пособие для

практических занятий / Л. В. Толстихина. – Саяногорск: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2010. - 180 с.

14. 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.

15. Протокол заседания Совета директоров ОАО «РусГидро» от 03 апреля 2015 № 212 – 2015 – Режим доступа: <http://www.rushydro.ru/corporate/board/minutes/>

16. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «ОАО «Разряд».– Режим доступа : <http://www.zavod-razryad.ru/>

17. Каталог «Оборудование воздушных линий 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Конденсатор». – Режим доступа : <http://www.kondensator.su>.

18. 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.

19. Каталог «Трансформаторы сухие» [Электронный ресурс] //«Трансна» – Режим доступа: <https://transna.pulscen.ru/>

20. СТО 06-08-2012 ГЭС «Нормы проектирования».

21. Каталог «Выключатели элегазовые» [Электронный ресурс]// ОАО ВО «Электроаппарат». – Режим доступа : <http://www.ea.spb.ru/>

22. Чернобровов Н. В. Релейная защита. Учебное пособие для техникумов. Изд. 5-е, перераб. И доп. М., «Энергия», 1974

23. Правила устройства электроустановок [8, глава 3]

24. Электронный источник: <https://online-electric.ru>

25. Постановление Правительства РФ от 02.11.2013 №903.

26. СП 38.13330.2012 НАГРУЗКИ И ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ГИДРОТЕХНИЧЕСКИЕ СООРУЖЕНИЯ. ВОЛНОВЫЕ, ЛЕДОВЫЕ И ОТ СУДОВ.

27. СП 23.13330.2012 ОСНОВАНИЯ ГИДРОТЕХНИЧЕСКИХ СООРУЖЕНИЙ.

28. Интернет ресурс www.gismeteo.ru.

29. Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 30.01.2016 №92 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2016-2041 гг.»

30. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденными приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

31. 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.

32.

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

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

А.А. Ачитаев
подпись инициалы, фамилия

« 02 » 07 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГОРНО-АЛТАЙСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ КАТУНЬ.
ФИРМЫ–ПРОИЗВОДИТЕЛИ СОВРЕМЕННЫХ МП УСТРОЙСТВ.
АНАЛИЗ, СРАВНЕНИЕ**

Руководитель

И.А. Матвиенко
подпись, дата

Инженер участка РЗиПА

службы СРЗАиМ
должность

И.А. Матвиенко
инициалы, фамилия

Выпускник

В.А. Ахраменко
подпись, дата

В.А. Ахраменко
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Горно-Алтайской ГЭС на реке Катунь. Фирмы – производители современных МП устройств РЗА. Анализ, сравнение».

Консультанты по
разделам:

Консультант руководителя БР

Александр 20.07.20 А.А. Мухомов
подпись, дата инициалы, фамилия

Водно–энергетические расчёты

Зайт 28.06.20 В.Ю. Зайтеева
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

Александр 02.07.20 А.В. Александров
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

Александр А.А. Мухомов
подпись, дата инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

А.В. А.В. Мухомов
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

Зайт 02.07.20 В.Б. Зайтеев
подпись, дата инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

А.В. А.В. Мухомов
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

А.В. 20.07.20 Корсаков В.А.
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико–экономическое обоснование

Александр 02.07.20 В.В. Александров
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер

Мам 02.07.20 Н.А. Мамкина
подпись, дата инициалы, фамилия