

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

Кафедра «Гидротехнических сооружений и гидравлических машин»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ А.А. Андрияс
« ____ » _____ 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01 - Строительство
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ АЛАПАЕВСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ТАВДА. СЕЙСМИЧЕСКИЕ НАБЛЮДЕНИЯ НА АЛАПАЕВСКОЙ ГЭС

Руководитель _____ Т.И. Шахмаев
подпись, дата _____ должность, ученая степень

Выпускник _____ А.Б. Боднар
подпись, дата _____

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Алапаевской ГЭС на реке Тавда. Сейсмические наблюдения на Алапаевской ГЭС»

Консультанты по разделам:

Консультант руководителя:	_____	<u>В.Б. Затеев</u>
	подпись, дата	
Водно-энергетические расчёты	_____	<u>А.А. Кузнецов</u>
	подпись, дата	
Основное и вспомогательное оборудование	_____	<u>А.В. Масленникова</u>
	подпись, дата	
Компоновка и сооружения гидроузла	_____	<u>Н.П. Ульянова</u>
	подпись, дата	
Организация и производство гидротехнических работ	_____	<u>Т.Ю. Толошинова</u>
	подпись, дата	
Пожарная безопасность. Охрана труда	_____	<u>В.Б. Затеев</u>
	подпись, дата	
Охрана окружающей среды	_____	<u>В.А. Кадычegov</u>
	подпись, дата	
Технико-экономическое обоснование	_____	<u>В.В. Лапасова</u>
	подпись, дата	
Нормоконтролер	_____	<u>А.А. Чабанова</u>
	подпись, дата	

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ АЛАПАЕВСКОГО ГИДРОУЗЛА	6
ВВЕДЕНИЕ	8
1 Общая часть.....	9
1.1 Местоположение гидроузла и природные условия	9
1.2 Гидрологические данные	10
2 Водно-энергетические расчёты	13
2.1 Исходные данные	13
2.2 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока	15
2.3 Выбор расчётных годов	16
2.4 Энергетические системы водно – энергетических расчетов.....	18
2.5 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учётом требований водохозяйственной системы.....	25
2.6 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном и средневодном году	27
2.7 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов оборудования. Баланс мощности и энергии в энергосистеме в условиях маловодного года.....	32
3 Основное и вспомогательное оборудование.....	35
3.1 Выбор числа и типа агрегатов	35
3.2 Определение отметки установки рабочего колеса	43
3.3 Расчет металлической спиральной камеры с круглым сечением и полным углом охвата	44
3.4 Выбор типа серийного гидрогенератора.....	51
3.5 Выбор МНУ	51
4 Компонировка и сооружения гидроузла	53
4.1 Определение отметки гребня плотины	53
4.2 Гидравлические расчеты.....	57
4.3 Определение отметки гребня водослива.....	58
4.4 Проверка на пропуск проверочного расхода при поверочном расчетном случае.....	60
4.5 Построение профиля водосливной грани	61
4.6 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе	62
4.7 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи	63
4.8 Конструирование плотины	66
4.9 Назначение размеров основных элементов плотины	68
4.10 Определение основных нагрузок на плотину	69

4.11	Расчёт прочности плотины	72
4.12	Выбор материала для грунтовой плотины и назначение поперечного профиля.....	76
5	Организация и производство гидротехнических работ.....	78
5.1	Гидрологические данные	78
5.2	Компоновка гидроузла и состав сооружений	78
5.3	Организация строительства	79
5.4	Производства бетонных работ.....	88
5.5	Транспорт бетонной смеси вертикальный	90
5.6	Опалубочные работы	90
5.7	Арматурные работы	91
5.8	Определяем суммарное время на бетонные работы.....	92
5.9	Определяем интенсивность бетонных работ:	92
5.10	Состав технологии бетонных работ	92
5.11	II этапа – перекрытие русла	94
5.12	III этап – наращивания сооружений до отметок, необходимых для начала наполнения водохранилища	98
5.13	IV этап – наполнение водохранилища до отметок пуска первых агрегатов	98
5.14	V этап - наращивание сооружений и наполнение водохранилища до проектных отметок с последовательным поочередным пуском всех агрегатов.	99
5.15	Технология возведения грунтовых плотин	99
5.16	Определяем суммарное время на возведения грунтовой плотины.....	100
5.17	Итоговые таблицы по этапам работ	100
6	Охрана окружающей среды	103
6.1	Общие сведения о районе строительства	103
6.2	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства	104
6.3	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища	105
6.4	Отходы, образующиеся при строительстве	107
6.5	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации	108
7	Пожарная безопасность. Охрана труда	110
7.1	Общие требования к пожарной безопасности	110
7.2	Охрана труда Алапаевской ГЭС	114
8	Технико-экономическое обоснование	117
8.1	Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации	117

8.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности.....	121
8.3 Оценка инвестиционного проекта.....	121
9 Сейсмические наблюдения на Алапаевской ГЭС	124
9.1 Определение сейсмичности района Алапаевской ГЭС.....	124
9.2 Инженерно-сейсмологические наблюдения	125
9.3 Сейсмологическая сеть	125
9.4 Оборудование сейсмологической сети	127
9.5 Автоматизированная система сейсмометрического контроля	129
9.6 АСК «Алапаевский».....	129
9.7 Оборудование АСК «Алапаевский».....	130
9.8 Техническое обеспечение АСК «Алапаевский»	131
9.9 Программное обеспечение АСК «Алапаевский»	132
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	133
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	135
ПРИЛОЖЕНИЕ А Проточная часть модельной гидротурбины РО 75/841а-В-46	137
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Нагрузки действующие на плотину	138
ПРИЛОЖЕНИЕ В Напряжения действующие на плотину	139

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ АЛАПАЕВСКОГО ГИДРОУЗЛА

Наименования ГЭС: Алапаевская ГЭС на реке Тавда.

Местонахождение ГЭС: Свердловская область.

Тип проектируемой установки: Гидроэлектростанция.

Характерные расходы воды:

а) среднемноголетний 1072 м³/с,

б) всех турбин 1229 м³/с,

в) максимальный с учетом трансформации потока обеспеченностью 0,1%, 1879 м³/с;

г) максимальный поверочный расход обеспеченностью 0,01%, 2158 м³/с,

Параметры водохранилища:

а) характер регулирования стока: многолетний;

б) отметки: НПУ 122,5м, УМО 103м;

в) объемы водохранилища: полный 34,1 км³, полезный 13,8 км³.

Напоры ГЭС:

а) максимальный 69,5 м,

б) расчетный 60 м,

в) минимальный 46,6 м.

Энергетические характеристики:

а) мощность установленная 1262 МВт; гарантированная 1191МВт;

б) среднемноголетняя выработка электроэнергии 14,29 млрд. кВт·ч;

в) число часов использования установленной мощности 6900 час.

Плотины:

а) левобережная глухая грунтовая плотина,

б) бетонная водосбросная плотина,

в) станционная бетонная плотина,

г) правобережная глухая грунтовая плотина.

д) общая длина 1059 м, максимальная высота 78 м.

Водосбросные сооружения:

а) гашение энергии способом свободно отброшенной струи,

б) число водосливных пролетов 8,

в) общая длина 104 м.

Здание ГЭС:

а) тип здания приплотинное, число агрегатов 6,

б) размеры: общая длина 127,8м, ширина 30 м.

Основное оборудование:

- а) тип гидротурбины РО 75/841а – В – 710,
- б) тип генератора СВФ 1690/175-64, его мощность 590 МВ·А,
- в) частота вращения 93,8 об/мин.

Технико-экономические показатели:

- а) период окупаемости 6,7 лет,
- б) себестоимость энергии 0,048 руб/кВт·ч,
- в) удельное капиталовложение 75000 руб/кВт.

ВВЕДЕНИЕ

Электрическая энергия является основой технического прогресса и повышения уровня развития цивилизаций. Поэтому во всех развитых странах имеются энергетические комплексы. В нашей стране их основу составляют электростанции, функционирующие на различных источниках энергии. Гидроэнергетика является наиболее важной частью энергетического комплекса России.

Производство электроэнергии гидроэлектростанциями является экологически чистым за счет не загрязнения гидросферы и атмосферы вредными веществами. Низкая себестоимость вырабатываемой на ГЭС электроэнергии способствует снижению цен на электроэнергию.

Целью проекта является рассчитать установленную мощность Алапаевской ГЭС на реке Тавда, выбрать основное энергетическое оборудование, выбрать экономичный профиль гравитационной бетонной плотины (расположенной на скальном основании) с водобросом отвечающий условиям надежности, определить компоновку гидроузла.

1 Общая часть

1.1 Местоположение гидроузла и природные условия

Река Тавда находится в Западной Сибири, левый приток р. Тобола (рисунок 1.1), бассейн Оби. Протекает в Свердловской и Тюменской областях. Исток находится на восточном склоне Уральских гор, в месте слияния рек Сосьва и Лосьва.

География:

Площадь бассейна составляет 88 100 кв. км, протяженность реки составляет 719 кв. км.

Притоки реки Тавда:

Крупнейшими притоками реки Тавда являются:

правые: Анеп, Кыртымья;

левые: Пелым, Чёрная, Волчимья, Икса, Карабашка.

Климат в районе проектируемого гидроузла:

Климат бассейна резко континентальный. Среднегодовая температура от +1°С до +1,5°С, средняя температура июля, самого теплого месяца +18°С, самого холодного - февраля -13,2°С. Максимальная температура летом достигает +40°С, зимой снижается до -39°С. Продолжительность зимнего периода составляет 5 месяцев, с 01 ноября по 31 марта. Среднегодовое количество осадков 350-450 мм.

Таблица 1.1 – Расчётный гидрологический ряд

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.год}
1936	527	476	491	818	1720	1815	1530	1411	689	548	387	320	894,38
1937	526	476	494	826	1724	1817	1540	1409	700	546	386	322	897,26
1938	525	477	497	834	1727	1820	1549	1408	711	544	386	323	900,14
1939	525	478	500	842	1731	1823	1559	1406	722	542	385	325	903,02
1940	524	478	503	850	1735	1825	1568	1404	733	540	384	326	905,90
1941	523	479	506	858	1738	1828	1578	1402	744	538	383	328	908,78
1942	522	480	509	865	1742	1831	1588	1400	755	536	382	329	911,67
1943	521	481	512	873	1746	1833	1597	1398	766	535	382	330	914,55
1944	520	481	515	881	1750	1836	1607	1397	777	533	381	332	917,43
1945	520	482	518	889	1753	1839	1616	1395	788	531	380	333	920,31
1946	519	483	520	897	1757	1841	1626	1393	799	529	379	335	923,19
1947	518	484	523	905	1761	1844	1635	1391	810	527	378	336	926,07
1948	517	484	526	913	1764	1847	1645	1389	821	525	378	338	928,95
1949	516	485	529	920	1768	1849	1654	1387	832	523	377	339	931,83
1950	515	486	532	928	1772	1852	1664	1386	843	521	376	341	934,71
1951	515	487	535	936	1775	1855	1674	1384	854	520	375	342	937,59
1952	514	487	538	944	1779	1857	1683	1382	865	518	374	344	940,47
1953	513	488	541	952	1783	1860	1693	1380	876	516	374	345	943,36
1954	495	558	518	836	1469	1873	1424	1419	662	573	387	333	878,92
1955	496	554	524	852	1496	1877	1453	1414	690	567	385	336	886,95
1956	497	549	529	868	1522	1882	1482	1409	718	561	384	338	894,98
1957	498	544	534	885	1549	1886	1512	1404	747	555	382	341	903,00
1958	499	540	539	901	1575	1890	1541	1399	775	549	381	343	911,03
1959	500	535	544	917	1602	1895	1570	1395	803	544	379	346	919,06
1960	500	530	549	934	1628	1899	1599	1390	831	538	378	348	927,09
1961	501	526	554	950	1654	1904	1628	1385	860	532	377	351	935,12
1962	502	521	559	966	1681	1908	1657	1380	888	526	375	353	943,15
1963	503	516	564	983	1707	1912	1687	1375	916	521	374	356	951,17
1964	504	512	569	999	1734	1917	1716	1370	945	515	372	358	959,20
1965	505	507	575	1015	1760	1921	1745	1366	973	509	371	361	967,23
1966	505	502	580	1032	1787	1926	1774	1361	1001	503	369	363	975,26
1967	506	498	585	1048	1813	1930	1803	1356	1029	497	368	366	983,29
1968	563	553	468	1603	1875	1832	2226	1455	1009	538	445	250	1068,01
1969	706	573	886	1408	2469	2244	2302	1204	1431	626	398	438	1223,81
1970	389	420	468	1001	1101	1666	1050	1196	727	248	321	352	744,96
1971	358	379	430	688	1605	1977	1202	1064	688	404	352	203	779,12
1964	297	338	595	798	1413	1527	1607	837	813	373	316	344	771,26
1965	624	532	557	1103	2085	2242	2859	2002	1634	652	300	587	1264,73
1966	276	276	544	1001	1673	1343	1695	1353	1056	414	316	321	855,59
1967	635	481	936	1150	2721	2981	2910	1924	1275	554	347	563	1372,85
1968	624	512	569	821	2179	2100	2011	852	1439	409	414	383	1026,18
1969	307	532	506	1173	1441	1646	1164	876	1314	233	228	289	809,03
1970	706	491	670	1165	2868	2396	2087	1846	2010	549	388	446	1301,87
1971	829	583	531	1838	3127	1858	2328	1212	1431	419	378	555	1257,41
1972	430	440	860	954	2454	1636	2998	1228	1791	388	435	508	1176,85
1973	450	512	746	1642	1971	1472	2125	1595	1282	538	274	274	1073,55
1974	850	532	1075	1564	2360	2822	2530	2143	1775	709	611	516	1457,18

Окончание таблицы 1.1

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.год}
1975	297	328	493	891	1538	1788	1682	813	899	269	207	227	786,16
1976	594	430	696	1822	2934	2241	3213	1189	1916	435	461	414	1361,97
1977	430	328	620	1134	1813	1894	1822	1079	1392	316	212	383	951,89
1978	409	328	430	1267	1848	1841	1999	978	1048	279	311	368	925,42
1979	624	962	1025	1775	2501	2812	3352	2455	1431	471	481	414	1525,34
1980	368	338	569	1329	2103	1466	2252	1361	1580	419	331	430	1045,50
1981	266	307	544	766	1494	1557	1303	915	594	326	279	328	723,33
1982	594	409	519	923	1875	1403	1961	1040	1415	295	233	493	929,87
1983	256	328	493	985	1482	1429	1176	610	602	217	160	242	665,17
1984	399	645	670	985	2408	1797	1480	1705	985	321	352	266	1001,09
1985	512	706	898	1900	2173	2507	3352	1087	1642	518	450	407	1346,00
1986	297	440	481	712	2014	1126	2113	985	907	336	243	250	825,32
1987	328	614	569	1494	2115	1696	1961	1110	1259	466	414	422	1037,27
1988	716	798	784	2111	2060	2229	2783	1705	2479	781	440	688	1464,64
1989	379	348	367	1282	1788	1216	1139	962	1095	347	207	391	793,32
1990	573	757	645	1181	2252	1832	3099	1978	2166	518	388	633	1335,26
1991	686	614	822	1838	1822	1423	2682	1846	1376	600	248	454	1200,82
1992	461	512	569	999	1734	1917	1716	1370	945	515	372	358	959,20
1993	348	507	575	1015	1760	1921	1745	1366	973	509	371	361	967,23
1994	542	502	580	1032	1787	1926	1774	1361	1001	503	369	363	975,26
1995	461	498	585	1048	1813	1930	1803	1356	1029	497	368	366	983,29
1996	481	553	468	1603	1875	1832	2226	1455	1009	538	445	250	1068,01
1997	389	573	886	1408	2469	2244	2302	1204	1431	626	398	438	1223,81
1998	399	420	468	1001	1101	1666	1050	1196	727	248	321	352	744,96
1999	389	379	430	688	1605	1977	1202	1064	688	404	352	203	779,12
2000	440	594	999	2041	1936	2976	2720	1306	1580	590	300	547	1337,43
2001	542	379	734	1267	1638	1456	1366	782	774	300	202	375	801,70
2002	583	727	493	1282	1989	2814	1935	1556	993	590	414	399	1144,58
2003	430	297	481	1118	1326	1676	1670	1001	907	295	186	313	810,89
2004	495	542	481	1150	1133	1716	1708	915	1048	336	316	250	839,58
2005	502	389	392	688	1648	1267	1202	884	931	212	166	211	698,14
2006	515	604	645	1415	2010	1278	2479	1243	1447	336	409	305	1047,67
2007	514	471	696	1134	2029	2903	2226	1251	1564	538	285	360	1153,76
2008	513	542	873	1384	2655	2057	1682	1189	1548	342	383	540	1136,20
2009	495	368	455	1337	1341	2090	1784	1384	1181	559	383	469	991,20
2010	496	972	1113	1478	2022	2698	2935	1470	1986	538	471	594	1405,10
2011	497	358	683	1095	1552	2161	1708	1447	1056	424	352	313	964,83
2012	498	578	817	1295	1931	2372	2264	1468	1649	491	424	466	1187,47
2013	499	589	847	1309	1960	2432	2328	1514	1720	505	440	481	1218,81

2 Водно-энергетические расчёты

2.1 Исходные данные

Данные по энергосистеме:

1. Энергосистема: Урал;
2. Годовой максимум нагрузки: 38177 МВт;
3. Число часов использования установленной мощности: 6900 ч;
4. Установленная мощность существующих ГЭС: 1800 МВт;
5. Гарантированная мощность существующих ГЭС: по зиме: 1500 МВт, по лету: 1300 МВт;
6. Резервы: нагрузочный резерв системы 1%, аварийный резерв системы 5%.
7. Координаты кривых площадей и объемов Алапаевского водохранилища представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Координаты кривых связей площадей и объемов

Z, м	V, млн. м ³	F, км ²
49,4	0	0
62,9	3,0	15
72,7	5,9	30
80,6	8,9	45
87,4	11,8	60
93,4	14,8	76
98,8	17,7	91
103,7	20,7	106
108,3	23,6	121
112,6	26,6	136
116,7	29,5	151
120,5	32,5	166
124,2	35,4	181
127,7	38,4	196
131,0	41,3	211

8. Координаты кривой связи расходов и уровней в нижнем бьефе гидроузла представлена в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе гидроузла

Zнб, м	Q _{лето} , м ³ /с	Q _{зима} , м ³ /с
51,8	0	0
53,29	812,6	956
54,90	1625,2	1912
56,46	2437,8	2868
57,70	3250,4	3824
58,74	4063	4780
59,64	4875,6	5736

Окончание таблицы 2.2

Знб, м	Q _{лето} , м ³ /с	Q _{зима} , м ³ /с
60,43	5688,2	6692
61,13	6500,8	7648
61,78	7313,4	8604
62,36	8126	9560
62,90	8938,6	10516
63,41	9751,2	11472
63,88	10563,8	12428
64,32	11376,4	13384

Кривая связи для зимнего и летнего периодов представлена на рисунке 2.1.

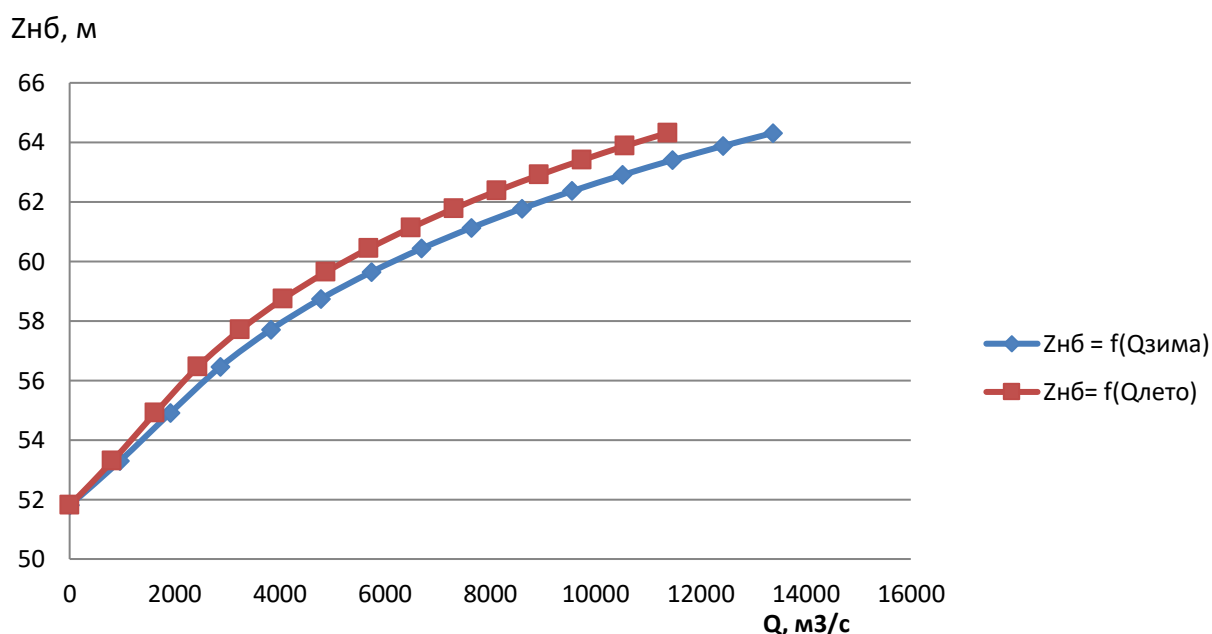


Рисунок 2.1 – Кривая связи для зимнего и летнего периода

9. Зимний коэффициент кривой связи расходов и уровней в нижнем бьефе: 0,85.

10. Требования участников водохозяйственного комплекса (далее ВХК) и потери воды представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Требования участников ВХК и потери воды

Q, м ³ /с	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Потребление	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Требования ВХК	320	320	470	530	350	280	260	280	380	270	270	320
Испарение	0	0	0	4	10	10	10	9	5	0	0	0
Ледообразование	-11	-9	0	5	10	14	10	4	0	0	-7	-15
Фильтрация	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5

11. Схема использования реки: одиночная ГЭС;
12. Коэффициент мощности: 8,6;
13. Потери напора в подводящих сооружениях: $\Delta h = 0,75$ м;
14. НПУ гидроузла: $Z = 122,5$ м;
13. ДНО гидроузла: $Z = 51,8$ м.

2.2 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока

Целесообразно разделить года на два основных периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). Отнесу к половодью месяцы, в которых, расходы больше или равны среднегодовому расходу, тогда остальные месяцы составят маловодный период. На период межени относятся месяцы: I, II, III, X, XI, XII. На период половодья: IV, V, VI, VII, VIII, IX. Так же вычислю средние расходы и обеспеченность каждого года.

Обеспеченность определяется по формуле:

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

где m – порядковый номер члена ряда расходов;
 n – общее число членов ряда.

Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодья и межени приведены на рисунке 2.2.

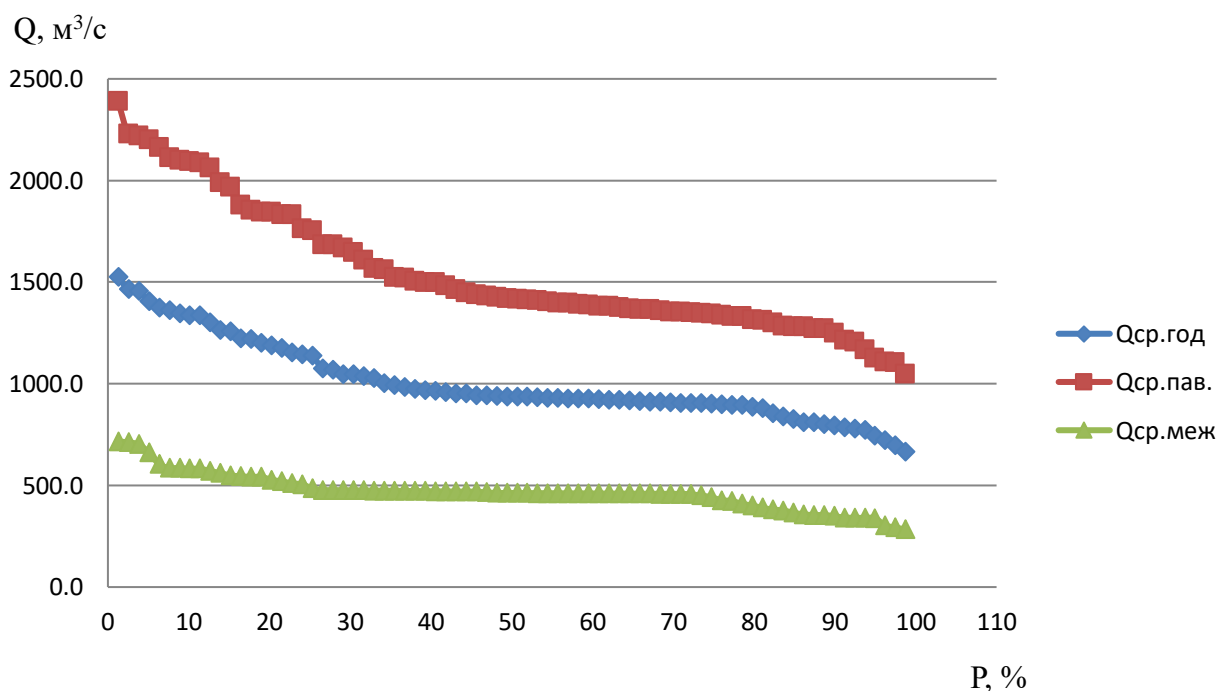


Рисунок 2.2 – Средние расходы по годам, по половодью и по межени.

2.3 Выбор расчётных годов

2.3.1 Выбор расчётного средневодного года (P=50%)

По кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайшие годы справа и слева от расчётной обеспеченности 50%: 1961 и 1951. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью. В итоге принимаем тот год, который будет иметь коэффициент приведения ближе к единице, т.е. тот год, который требует меньшую корректировку расходов.

Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью для 1961г.

По межени:

$$K_M = \frac{Q_{M1952}}{Q_{M1961}} = \frac{462,50}{473,41} = 0,98. \quad (2.2)$$

По половодью:

$$K_{II} = \frac{Q_{II1962}}{Q_{II1961}} = \frac{1413,46}{1396,50} = 1,01. \quad (2.3)$$

Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью для 1951г.

По межени:

$$K_M = \frac{Q_{M1953}}{Q_{M1951}} = \frac{462,77}{462,22} = 1,0. \quad (2.4)$$

По половодью:

$$K_{II} = \frac{Q_{II1952}}{Q_{II1951}} = \frac{1418,45}{1412,96} = 1,0. \quad (2.5)$$

В качестве расчетного средневодного года принимаем 1951 г.

Корректировка расчётного средневодного года. Если в средневодном году, какой либо месяц имеет расход меньший, чем в маловодном году, то необходимо увеличить его расход за счёт другого месяца, обязательно относящегося к тому же сезону.

Расходы средневодного года необходимы для расчёта среднемноголетней выработки гидроузла. Расчётный средневодный год без приведения и с приведением по половодью и межени представлен в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Расчётный средневодный год

месяцы	янв	фев	мар	апр	май	июн	июл	авг	сен	окт	ноя	дек
$Q_{50\%}, \text{м}^3/\text{с}$	501	526	554	950	1654	1904	1628	1385	860	532	377	351
$Q_{\text{пр}50\%}, \text{м}^3/\text{с}$	502	526	555	954	1661	1911	1635	1390	863	533	377	351
Примечание: желтым цветом обозначен период половодья.												

2.3.2 Выбор расчётного маловодного года (P=90%)

Для заданной расчетной обеспеченности на кривых обеспеченности отсутствует конкретный год. По кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайшие годы справа и слева от расчетной обеспеченности 90%: 1997 и 1983. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью. В итоге принимаем тот год, который будет иметь коэффициент приведения ближе к единице, т. е. тот год, который требует меньшую корректировку расходов.

Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью для 1997г.

По межени:

$$K_M = \frac{Q_{M1977}}{Q_{M1997}} = \frac{349,20}{339,71} = 1,03. \quad (2.6)$$

По половодью:

$$K_P = \frac{Q_{P1997}}{Q_{P1997}} = \frac{1246,94}{1246,94} = 1,0. \quad (2.7)$$

Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью для 1983г.

По межени:

$$K_M = \frac{Q_{M1989}}{Q_{M1983}} = \frac{341,84}{303,43} = 1,13. \quad (2.8)$$

По половодью:

$$K_P = \frac{Q_{P2001}}{Q_{P1983}} = \frac{1213,77}{1268,90} = 0,96. \quad (2.9)$$

В качестве расчетного маловодного года принимаем 1997 г.

Расходы маловодного года используются в расчётах установленной мощности проектируемой ГЭС. Расчётный маловодный год без приведения и с приведением по половодью и межени представлен в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Расчётный маловодный год

месяцы	янв	фев	мар	апр	май	июн	июл	авг	сен	окт	ноя	дек
$Q_{90\%}, \text{м}^3/\text{с}$	379	348	367	1282	1788	1216	1139	962	1095	347	207	391
$Q_{\text{пр}90\%}, \text{м}^3/\text{с}$	389	358	377	1282	1788	1216	1139	962	1095	356	213	402

Примечание: желтым цветом обозначен период половодья.

Гидрографы среднего и маловодного годов представлены на рисунке 2.3.

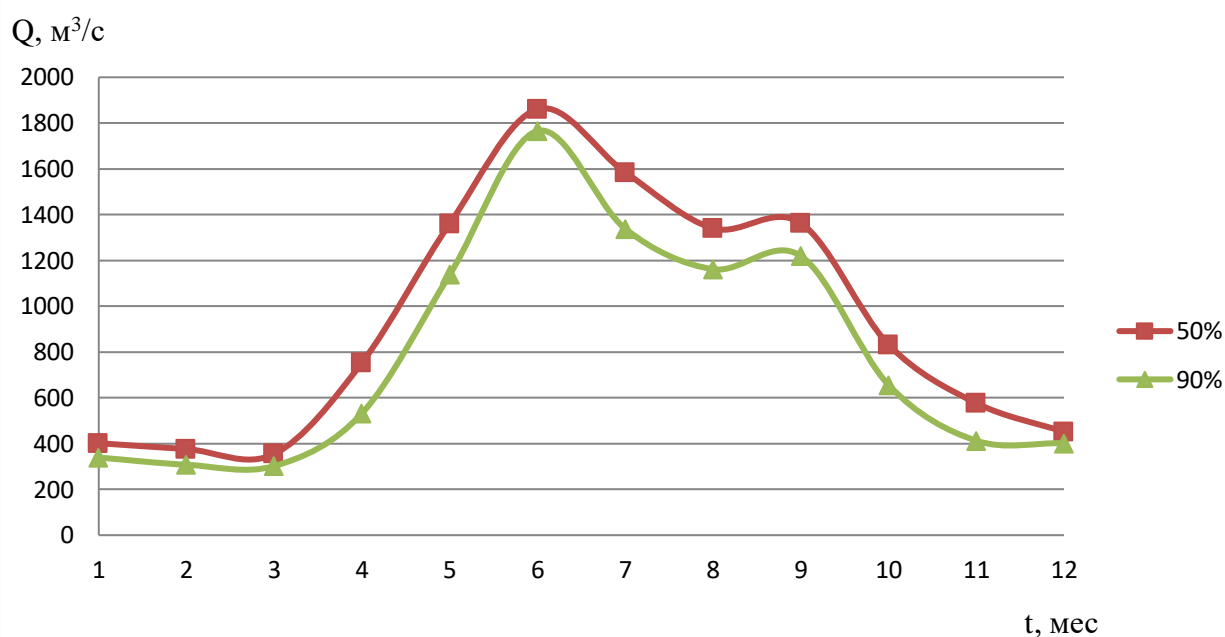


Рисунок 2.3 – Гидрографы среднеговодного и маловодного годов

2.4 Энергетические системы водно – энергетических расчетов

2.4.1 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы

Для заданного района расположения энергосистемы «Урал» и числа часов использования ее годового максимума нагрузки $T_c = 6900$ ч. даны суточные графики нагрузки энергосистемы (таблица 2.6).

Таблица 2.6 – Суточные графики нагрузки

Часы	Зима	Лето
	$P_t^3, \text{МВт}$	$P_t^л, \text{МВт}$
0	29038	25539
1	29300	23615
2	28877	22536
3	27685	23743
4	28269	24017
5	30520	24251
6	32215	25608

Окончание таблицы 2.6

Часы	Зима	Лето
	P_t^3 , МВт	$P_t^л$, МВт
7	33312	26201
8	34376	28060
9	34777	28383
10	34815	28339
11	34521	28125
12	34688	28091
13	34478	28105
14	34728	27869
15	34927	27875
16	34993	27909
17	34918	27827
18	34747	27844
19	33947	27949
20	33079	28095
21	32446	28162
22	31397	27483
23	30244	25109
24	29949	24764

Для построения интегральной кривой нагрузки ранжируем мощность в убывающем порядке, делим на зоны, соответствующие приращениям нагрузки, определяем выработку электроэнергии в данной зоне. Расчет координат интегральной кривой нагрузки сведем в таблицы 2.7 и 2.8 для зимнего и летнего периодов соответственно.

Таблица 2.7 – Координаты кривой нагрузки энергосистемы Урал, зима

Зима					
P_t^3 , МВт	ΔP_t^3 , МВт	t, ч	$\Delta \mathcal{E}$, МВт·ч	$\sum P_3$, МВт	$\sum \mathcal{E}_3$, МВт·ч
34993	66	0	0	66	0
34927	9	1	9	75	9
34918	103	2	206	178	215
34815	38	3	114	216	329
34777	30	4	120	246	449
34747	19	5	95	265	544
34728	40	6	240	305	784
34688	167	7	1169	472	1953
34521	43	8	344	515	2297
34478	102	9	918	617	3215
34376	429	10	4290	1046	7505
33947	635	11	6985	1681	14490
33312	233	12	2796	1914	17286
33079	633	13	8229	2547	25515

Окончание таблицы 2.7

Зима					
P_t^3 , МВт	ΔP_t^3 , МВт	t, ч	$\Delta \mathcal{E}$, МВт·ч	ΣP_3 , МВт	$\Sigma \mathcal{E}_3$, МВт·ч
32446	231	14	3234	2778	28749
32215	818	15	12270	3596	41019
31397	877	16	14032	4473	55051
30520	276	17	4692	4749	59743
30244	295	18	5310	5044	65053
29949	649	19	12331	5693	77384
29300	262	20	5240	5955	82624
29038	161	21	3381	6116	86005
28877	608	22	13376	6724	99381
28269	584	23	13432	7308	112813
27685	27685	24	664440	34993	777253

Таблица 2.8 – Координаты кривой нагрузки для энергосистемы Урал, лето

Лето					
P_t^3 , МВт	ΔP_t^3 , МВт	t, ч	$\Delta \mathcal{E}$, МВт·ч	ΣP_3 , МВт	$\Sigma \mathcal{E}_3$, МВт·ч
28383	44	0	0	44	0
28339	177	1	177	221	177
28162	37	2	74	258	251
28125	20	3	60	278	311
28105	10	4	40	288	351
28095	4	5	20	292	371
28091	31	6	186	323	557
28060	111	7	777	434	1334
27949	40	8	320	474	1654
27909	34	9	306	508	1960
27875	6	10	60	514	2020
27869	25	11	275	539	2295
27844	17	12	204	556	2499
27827	344	13	4472	900	6971
27483	1282	14	17948	2182	24919
26201	593	15	8895	2775	33814
25608	69	16	1104	2844	34918
25539	430	17	7310	3274	42228
25109	345	18	6210	3619	48438
24764	513	19	9747	4132	58185
24251	234	20	4680	4366	62865
24017	274	21	5754	4640	68619
23743	128	22	2816	4768	71435
23615	1079	23	24817	5847	96252
22536	22536	24	540864	28383	637116

Суточные графики нагрузки представлены на рисунках 2.4 - 2.5.

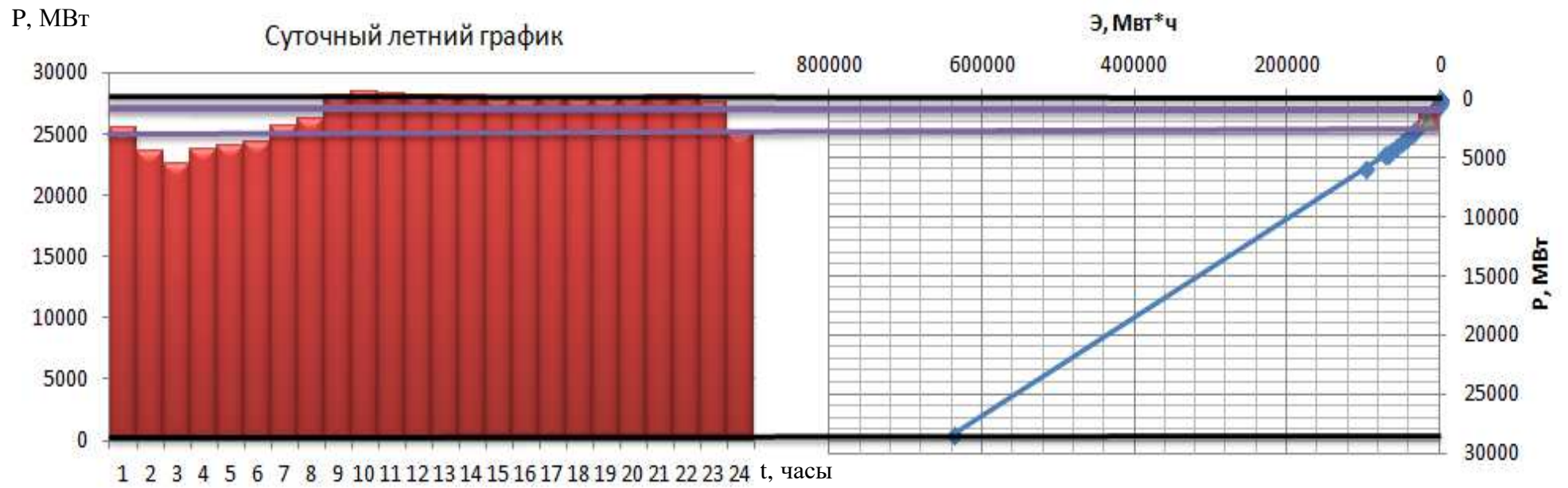


Рисунок 2.4 – ИКН летних суток ОЭС Урал

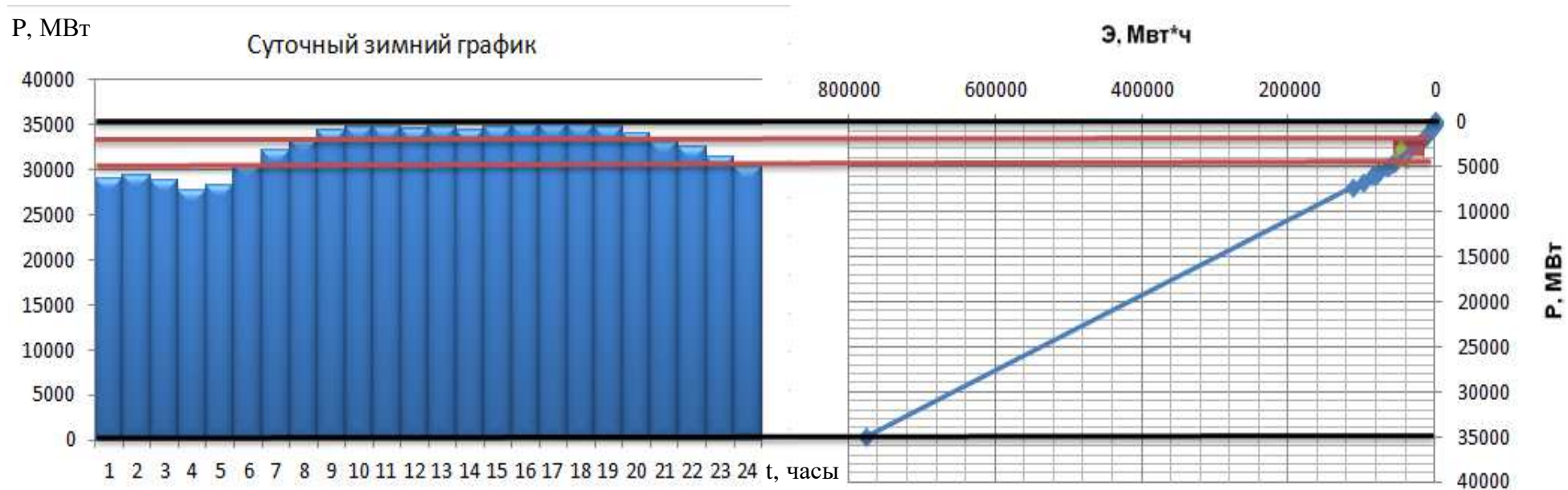


Рисунок 2.5 – ИКН зимних суток ОЭС

2.4.2 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

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

$$P_t^{max} = a + b \cdot \cos(30^\circ \cdot t - 15^\circ), \quad (2.10)$$

где t – порядковый номер месяца в году;

a, b – коэффициенты, которых определяются по формулам:

$$a = \frac{P_c^{max} + P_{л}^{max}}{2} = P_c^{max} \cdot \frac{1 + a_{лет}}{2} = \frac{38177 \cdot (1 + 0,59)}{2} = 30350,715 \text{ МВт}, \quad (2.11)$$

$$b = \frac{P_c^{max} - P_{л}^{max}}{2} = P_c^{max} \cdot \frac{1 - a_{лет}}{2} = \frac{38177(1 - 0,59)}{2} = 7826,285 \text{ МВт}. \quad (2.12)$$

Среднемесячные нагрузки энергосистемы рассчитаем по формуле:

$$\bar{P}_t = P_t^{max} \cdot \beta_t^{сут} \cdot \sigma_{мес}, \quad (2.13)$$

где $\beta_t^{сут}$ – коэффициент плотности суточного графика нагрузки t -го месяца;
 $\sigma_{мес}$ – коэффициент внутримесячной неравномерности нагрузки,
 ($\sigma_{мес} = 0,955$).

Поскольку $\beta_t^{сут}$ известен только для лета (июня-июля) и зимы (января-декабря), то промежуточные значения найдем по линейному закону. График для определения коэффициента плотности суточной нагрузки в годовом разрезе представлен на рисунке 2.6.

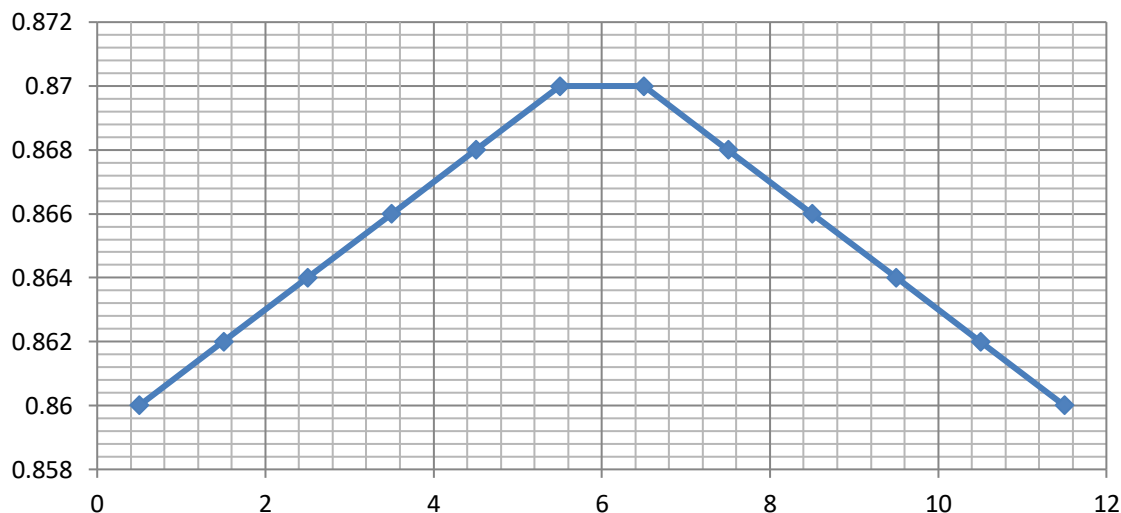


Рисунок 2.6 – График для определения коэффициента плотности суточной нагрузки в годовом разрезе

Расчет графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы при заданном максимуме нагрузки, числе часов использования годового максимума нагрузки и района расположения энергосистемы «Урал» представлен в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Годовой график максимальных и среднемесячных нагрузок

Месяц, t	$\beta_t^{\text{сут}}$	P_{max} , МВт	P_{cp} , МВт
1	0,86	37910,33	31135,75
2	0,862	35884,73	29540,67
3	0,864	32376,31	26714,34
4	0,866	28325,12	23425,73
5	0,868	24816,70	20571,55
6	0,87	22791,10	18935,99
7	0,87	22791,10	18935,99
8	0,868	24816,70	20571,55
9	0,866	28325,12	23425,73
10	0,864	32376,31	26714,34
11	0,862	35884,73	29540,67
12	0,86	37910,33	31135,75

Графики максимальных и среднемесячных мощностей представлены на рисунках 2.7 и 2.8 соответственно.

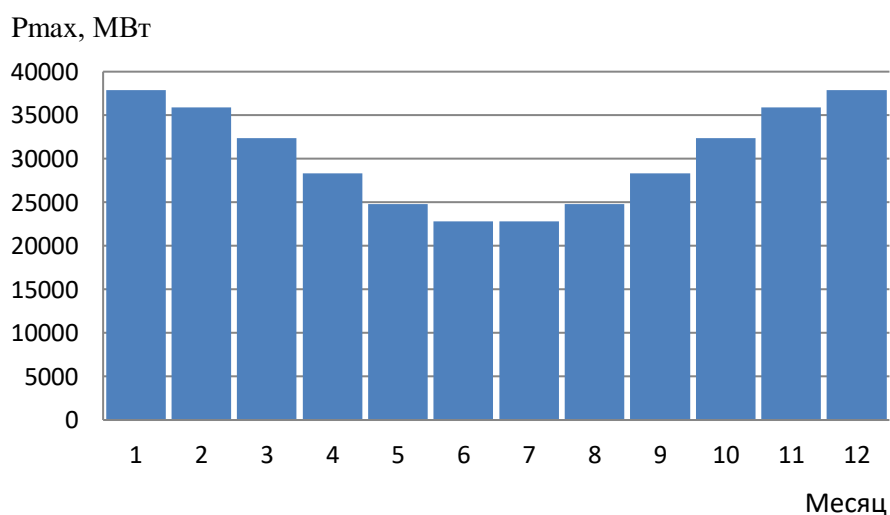


Рисунок 2.7 – График максимальных нагрузок энергосистемы

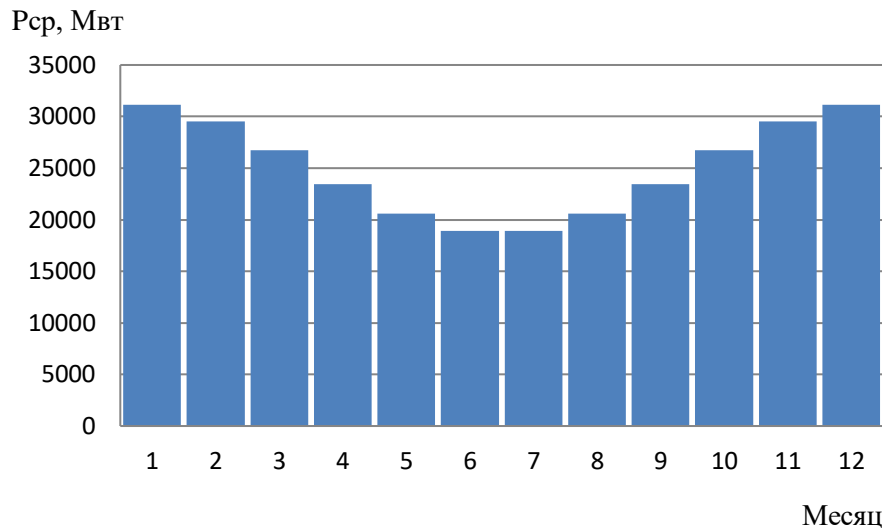


Рисунок 2.8– График среднемесячных нагрузок энергосистемы

2.5 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учётом требований водохозяйственной системы

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

Для выбранного расчетного маловодного года (1997) вычисляем значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле:

$$N_{\text{ГЭС быт}} = k_N \cdot Q_{\text{полез}} \cdot H, \quad (2.14)$$

где $k_N=8,6$ - коэффициент мощности,

$$Q_{\text{полез}} = Q_{90\% \text{ быт}} - Q_{\text{потреб}} - Q_{\text{фил}} - Q_{\text{исп}} \pm Q_{\text{льда}}, \quad (2.15)$$

H – подведённый напор.

Подведённый напор:

$$H = Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}} - \Delta h, \quad (2.16)$$

где $Z_{\text{ВБ}}$ - отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке ∇ НПУ,

$Z_{\text{НБ}} = f(Q_{\text{полез}})$ уровень нижнего бьефа,

$\Delta h = 0,75$ - потери напора в водоподводящих сооружениях.

Затем рассчитываю мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК по формуле (2.17), расчёты сводим в таблицу 2.10.

$$N_{\text{ГЭС быт}} = k_N \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H, \quad (2.17)$$

Таблица 2.10 – Расчёт режимов работы ГЭС с учетом требований ВХК

Месяц	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3
Q 90% быт	532	1138	1766	1339	1162	1220	656	413	402	339	308	302
Q потреб	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Q фильтрации	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Q испарения	4	10	10	10	9	5	0	0	0	0	0	0
Q льдообразования	5	10	14	10	4	0	0	-7	-15	-11	-9	0
Q полезный	529	1134	1765	1334	1152	1210	652	401	382	324	294	298
Zвб	122,50	122,50	122,50	122,50	122,50	122,50	122,50	122,50	122,50	122,50	122,50	122,50
Zнб	52,68	53,75	54,78	54,09	53,78	53,88	52,90	52,44	52,41	52,30	52,24	52,25
H	69,07	68,00	66,97	67,66	67,97	67,87	68,85	69,31	69,34	69,45	69,51	69,50
Ngэс быт МВт	314	663	1016	776	674	706	386	239	228	193	176	178
Qвхк	530	350	280	260	280	380	270	270	320	320	320	470
Ngэс вкх МВт	167	167	167	158	158	158	161	161	161	158	158	158
Примечание: жёлтым цветом обозначены месяца относящиеся к летнему периоду, синим – к зимнему периоду												

Для вытеснения тепловых мощностей необходимо увеличить зимнюю выработку электроэнергии ГЭС сверх бытовой, что может быть достигнуто за счет зарегулирования водохранилища. Поэтому в период половодья проектируемого гидроузла ГЭС работает с мощностями, соответствующими требованиям ВХК. При этом избытки притока воды во время половодья аккумулируются в водохранилище для последующего использования в зимний период. Наибольшее вытеснение тепловых мощностей достигнуто в декабре – январе месяце, за счет излишков воды, аккумулированных в водохранилище в период с июня по сентябрь месяц. На рисунке 2.9 изображен режим работы проектируемой ГЭС без регулирования в графике среднемесячных нагрузок энергосистемы.

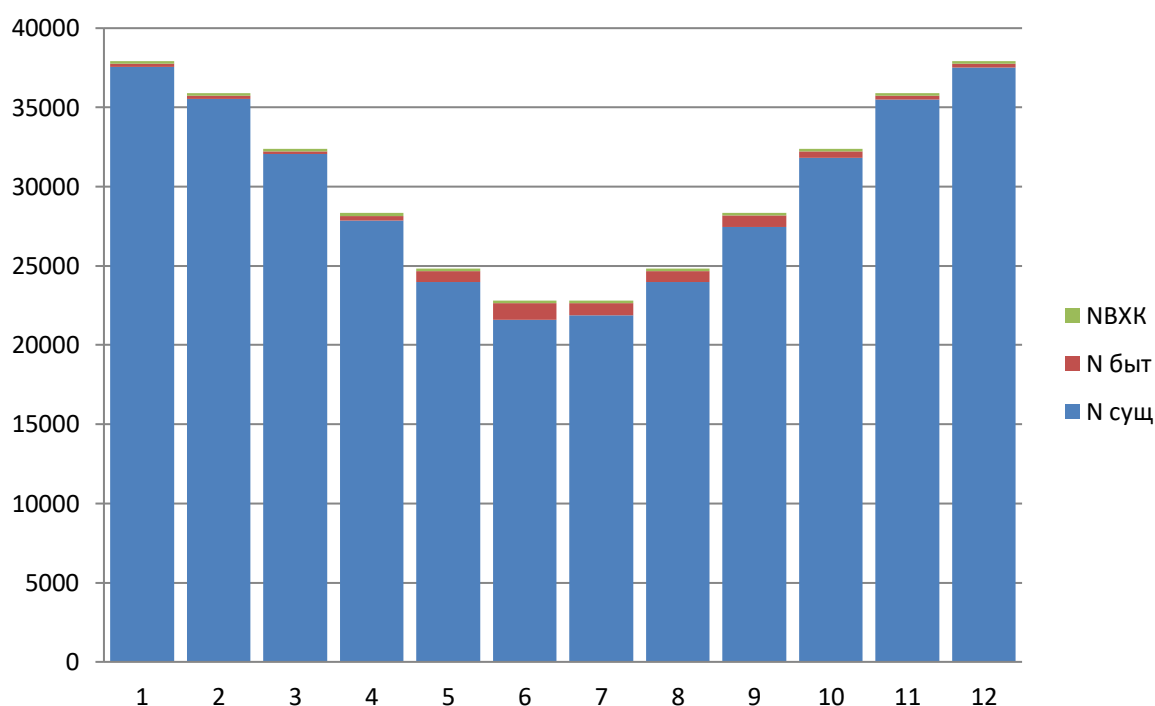


Рисунок 2.9 – Работа проектируемой ГЭС без регулирования

2.6 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном и средневодном году

Начало сработки водохранилища задается условием, при котором транзитная мощность гидростанции меньше требуемой по водохозяйственному режиму или по режиму максимального вытеснения мощностей тепловых станций. Конец периода сработки соответствует окончанию меженного периода в расчётных маловодных условиях. Расчёт начинаем с момента, когда водохранилище наполнено и, следовательно, уровень воды в нем равен $\nabla \text{НПУ} = 122,5 \text{ м}$.

Обязательным условием для водно-энергетических расчётов является равенство уровней воды в водохранилище в начале и в конце расчётного периода регулирования. Это условие обусловлено необходимостью использования всей полезной ёмкости водохранилища.

Согласно приведённым расчётам отметкой УМО будет низшая за расчётный период: $\nabla_{\text{УМО}}=103$ м.

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

$$V_{\text{ПОЛЕЗН}} = V_{\text{НПУ}} - V_{\text{УМО}} = 34,1 - 20,3 = 13,8 \text{ км}^3. \quad (2.18)$$

Определим режим проектируемой ГЭС в суточных и годовых графиках максимальной нагрузки энергосистемы.

$$\mathcal{E}_{\text{ср.сут}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{гар}}^{\text{ГЭС}} \cdot 24 = 835 \cdot 24 = 20040 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (2.19)$$

Вписываем проектируемую ГЭС в ИКН для зимнего и летнего периодов.

Результаты расчета сработки водохранилища за маловодный и средневодный год представлены в таблице 2.11 – 2.13. По данным таблиц представлен график сработки и наполнения водохранилища по месяцам. График сработки и наполнения водохранилища представлен на рисунке 2.10.

Таблица 2.11 – Сработка маловодного года с обеспеченностью годового стока 90 %

Месяц	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9
$Q_{\text{БЫТ}}, \text{м}^3/\text{с}$	656	413	402	339	308	302	532	1138	1766	1339	1162	1220
$Q_{\text{ВДХ}}, \text{м}^3/\text{с}$	220	800	1116	1297	1188	858	0	-787	-1487	-1083	-883	-833
$Q_{\text{ХОЛ}}, \text{м}^3/\text{с}$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$Q_{\text{НБ}}, \text{м}^3/\text{с}$	878	1214	1519	1638	1497	1162	534	353	280	257	280	388
$Q_{\text{ВХК}}, \text{м}^3/\text{с}$	270	270	320	320	320	470	530	350	280	260	280	380
$Q_{\text{ГЭС}}, \text{м}^3/\text{с}$	876	1213	1518	1636	1496	1160	532	351	279	256	279	387
Опорожнение	220	800	1116	1297	1188	858	0	-787	-1487	-1083	-883	-833
$\Delta V_{\text{ВДХ}}, \text{м}^3$	0,6	2,1	3,0	3,5	2,9	2,3	0,0	-2,1	-3,9	-2,9	-2,4	-2,2
t, с	2678400	2592000	2678400	2678400	2419200	2678400	2592000	2678400	2592000	2678400	2678400	2592000
$V_{\text{ВДХнач}}, \text{км}^3$	34,1	33,7	31,7	28,8	25,4	22,5	20,3	20,3	22,5	26,4	29,4	31,9
$V_{\text{ВДХкон}}, \text{км}^3$	33,5	31,6	28,7	25,3	22,5	20,3	20,3	22,5	26,4	29,3	31,8	34,1
$Z_{\text{ВБнач}}, \text{м}$	122,5	121,9	119,4	115,6	110,8	106,6	103,0	103,1	106,5	112,3	116,4	119,7
$Z_{\text{ВБкон}}, \text{м}$	121,9	119,4	115,6	110,8	106,6	103,0	103,1	106,5	112,3	116,4	119,7	122,5
$Z_{\text{Вб ср}}$	122,2	120,7	117,5	113,2	108,7	104,8	103,1	104,8	109,4	114,4	118,1	121,1
$Z_{\text{НБ}}, \text{м}$	53,2	53,7	54,2	54,4	54,2	53,6	52,7	52,4	52,3	52,2	52,3	52,5
H, м	68,3	66,2	62,5	58,0	53,7	50,4	49,6	51,7	56,4	61,4	65,0	67,9
$N_{\text{ГЭС}}, \text{МВт}$	515	707	835	835	707	515	232	160	138	138	160	231
Э, МВт·ч	12356	16957	20040	20042	16978	12359	5577	3836	3317	3313	3830	5543
Примечание: жёлтым цветом обозначены месяцы относящиеся к летнему периоду, синим – к зимнему периоду												

Таблица 2.12 – Сработка средневодного года с обеспеченностью годового стока 50 % (вариант 1 по мощностям)

Месяц	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9
$Q_{\text{БЫТ}}, \text{м}^3/\text{с}$	833	577	451	402	376	355	754	1361	1861	1585	1340	1363
$Q_{\text{ВДХ}}, \text{м}^3/\text{с}$	57	675	1111	1282	1161	837	-213	-1010	-1580	-1320	-1049	-966
$Q_{\text{ХОЛД}}, \text{м}^3/\text{с}$	360	0	0	0	0	0	0	0	400	400	250	0
$Q_{\text{ГЭС}}, \text{м}^3/\text{с}$	890	1252	1562	1684	1537	1192	541	351	281	265	291	397
$Q_{\text{НБ}}, \text{м}^3/\text{с}$	1251	1253	1564	1684	1537	1192	541	351	681	665	541	397
$Q_{\text{ВХК}}, \text{м}^3/\text{с}$	270	270	320	320	320	470	530	350	280	260	280	380
Опорожнение	417	675	1111	1282	1161	837	-213	-1010	-1180	-920	-799	-966
$\Delta V_{\text{ВДХ}}, \text{м}^3$	1,1	1,7	3,0	3,4	2,8	2,2	-0,6	-2,7	-3,1	-2,5	-2,1	-2,5
t, с	2678400	2592000	2678400	2678400	2419200	2678400	2592000	2678400	2592000	2678400	2678400	2592000
$V_{\text{ВДХнач}}, \text{км}^3$	34,1	33,1	31,5	28,6	25,2	22,5	20,3	20,9	23,6	26,8	29,3	31,5
$V_{\text{ВДХкон}}, \text{км}^3$	33,0	31,4	28,5	25,2	22,4	20,2	20,8	23,6	26,7	29,2	31,4	34,1
$Z_{\text{ВВнач}}, \text{м}$	122,5	121,3	119,2	115,3	110,6	106,5	103,0	104,0	108,2	112,8	116,3	119,2
$Z_{\text{ВВкон}}, \text{м}$	121,3	119,2	115,3	110,6	106,5	103,0	104,0	108,2	112,8	116,3	119,2	122,5
$Z_{\text{Вб ср}}$	121,9	120,2	117,2	112,9	108,5	104,7	103,5	106,1	110,5	114,5	117,8	120,9
$Z_{\text{НБ}}, \text{м}$	53,8	53,8	54,3	54,5	54,3	53,7	52,8	52,4	53,0	53,0	52,8	52,5
H, м	67,3	65,7	62,2	57,7	53,5	50,3	50,0	52,9	56,7	60,8	64,2	67,6
$N_{\text{ГЭС}}, \text{МВт}$	515	707	835	835	707	515	232	160	137	138	161	231
Э, МВт·ч	12367	16968	20045	20042	16972	12371	5576	3834	3290	3320	3862	5541
$N_{90\%}, \text{МВт}$	515	707	835	835	707	515	232	160	138	138	160	231

Примечание: жёлтым цветом обозначены месяцы относящиеся к летнему периоду, синим – к зимнему периоду

Сумм 124147

Таблица 2.13 – Сработка средневодного года с обеспеченностью годового стока 50 % (вариант 2 по уровням наполнения)

Месяц	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9
$Q_{\text{БЫТ}}, \text{м}^3/\text{с}$	833	577	451	402	376	355	754	1361	1861	1585	1340	1363
$Q_{\text{ВДХ}}, \text{м}^3/\text{с}$	240	800	1080	1320	1150	900	-20	-800	-1470	-1080	-870	-830
$Q_{\text{ХОЛ}}, \text{м}^3/\text{с}$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$Q_{\text{ГЭС}}, \text{м}^3/\text{с}$	1073	1377	1531	1722	1526	1255	734	561	391	505	470	533
$Q_{\text{НБ}}, \text{м}^3/\text{с}$	1074	1378	1533	1722	1526	1255	734	561	391	505	470	533
$Q_{\text{ВХК}}, \text{м}^3/\text{с}$	270	270	320	320	320	470	530	350	280	260	280	380
Опорожнение	240	800	1080	1320	1150	900	-20	-800	-1470	-1080	-870	-830
$\Delta V_{\text{ВДХ}}, \text{м}^3$	0,6	2,1	2,9	3,5	2,8	2,4	-0,1	-2,1	-3,8	-2,9	-2,3	-2,2
t, с	2678400	2592000	2678400	2678400	2419200	2678400	2592000	2678400	2592000	2678400	2678400	2592000
$V_{\text{ВДХнач}}, \text{км}^3$	34,1	33,6	31,6	28,8	25,4	22,6	20,3	20,4	22,6	26,4	29,4	31,9
$V_{\text{ВДХкон}}, \text{км}^3$	33,5	31,5	28,7	25,3	22,6	20,2	20,3	22,5	26,4	29,3	31,7	34,1
$Z_{\text{ВВнач}}, \text{м}$	122,5	121,9	119,4	115,6	110,8	106,7	103,0	103,1	106,6	112,3	116,4	119,6
$Z_{\text{ВВкон}}, \text{м}$	121,9	119,4	115,6	110,8	106,7	103,0	103,1	106,6	112,3	116,4	119,6	122,5
$Z_{\text{Вб ср}}$	122,2	120,6	117,5	113,2	108,7	104,8	103,1	104,9	109,5	114,4	118,0	121,1
$Z_{\text{НБ}}, \text{м}$	53,5	54,0	54,3	54,6	54,3	53,8	53,1	52,8	52,5	52,7	52,6	52,7
H, м	67,9	65,9	62,5	57,9	53,7	50,3	49,2	51,3	56,2	60,9	64,7	67,6
$N_{\text{ГЭС}}, \text{МВт}$	627	780	823	857	705	543	310	248	189	264	261	310
Э, МВт·ч	15044	18716	19747	20565	16928	13029	7449	5942	4539	6347	6275	7435
$Z_{\text{ВВнач}} 90\%, \text{м}$	122,5	121,9	119,4	115,6	110,8	106,7	103,0	103,1	106,6	112,3	116,4	119,6

Примечание: жёлтым цветом обозначены месяца относящиеся к летнему периоду, синим – к зимнему периоду

Сумм 142015

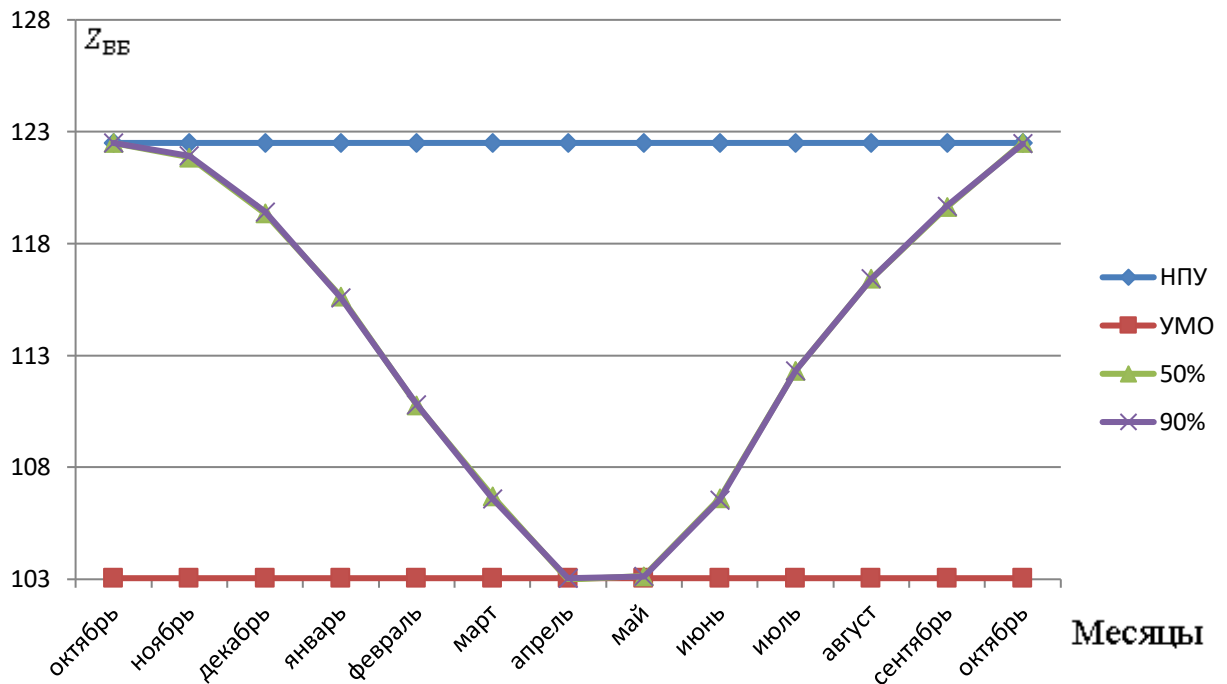


Рисунок 2.10 – График сработки и наполнения водохранилища

2.7 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов оборудования. Баланс мощности и энергии в энергосистеме в условиях маловодного года

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв системы равен 1% P_t^{\max} , аварийный резерв составляет 5% от P_t^{\max} . Установленную мощность ГЭС представим в виде суммы:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{раб.}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{рез.}}^{\text{ГЭС}}; \quad (2.20)$$

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = 1191 + (1191 \cdot 0,01) + (1191 \cdot 0,05) = 1262 \text{ МВт.}$$

Установленную мощность ТЭС представим в виде суммы:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ТЭС}} = N_{\text{раб.}}^{\text{ТЭС}} + N_{\text{ав.рез.}}^{\text{ТЭС}} + N_{\text{нагр.рез.}}^{\text{ТЭС}}. \quad (2.21)$$

Ремонтная площадь существующих ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст.}}^{\text{сущ.ГЭС}}}{4} \cdot \frac{1}{2} \text{ мес} = \frac{1800}{8} = 255 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}. \quad (2.22)$$

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{пр.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}}}{4} \cdot \frac{1}{2} \text{мес} = \frac{1262}{8} = 158 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}. \quad (2.23)$$

Предусмотрены следующие нормы простоя оборудования: ТЭС с поперечными связями – 15 дней; блочные ТЭС – 30 дней.

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \frac{0,704 \cdot 0,436 \cdot (N_{\text{тэс}} + \text{рез.ТЭС} + \text{ав.рез.ТЭС})}{2} = 1893 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}. \quad (2.24)$$

Установленную мощность КЭС представим в виде суммы:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{КЭС}} = N_{\text{раб.}}^{\text{КЭС}} + N_{\text{ав.рез.}}^{\text{КЭС}} + N_{\text{нагр.рез.}}^{\text{КЭС}}. \quad (2.25)$$

Ремонтная площадь КЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{КЭС}} = \frac{0,704 \cdot 0,524 \cdot (N_{\text{кэс}} + \text{рез.КЭС} + \text{ав.рез.КЭС})}{4} = 1367 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}. \quad (2.26)$$

Ремонтная площадь АЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{АЭС}} = \frac{0,207 \cdot (N_{\text{аэс}} + \text{рез.АЭС} + \text{ав.рез.АЭС})}{2} = 861 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}. \quad (2.27)$$

В таблице 2.14 приведены результаты расчета покрытия годового графика нагрузки в маловодном году. На рисунке 2.11 приведен баланс мощности энергосистемы в маловодном году и покрытие годового графика среднемесячных нагрузок в маловодном году соответственно.

Таблица 2.14 - Покрытие годового графика среднемесячных нагрузок в маловодном году

Месяц	1	2	3	4	5	6
$N_{\text{ср}}$, МВт	37559	35551	32041	27844	23987	21608
$N_{\text{сущ.ГЭС}}$, МВт	3374	3194	2881	2521	2209	2028
$N_{\text{пр.ГЭС}}$, МВт	627	780	823	857	705	543
$N_{\text{ТЭС}}$, МВт	11636	11015	9938	8694	7617	6996
$N_{\text{КЭС}}$, МВт	13985	13238	11943	10449	9155	8408
$N_{\text{АЭС}}$, МВт	7847	7428	6702	5863	5137	4718

Окончание таблицы 2.14

Месяц	7	8	9	10	11	12
$N_{\text{ср}}$, МВт	21857	23985	27461	31830	35485	37522
$N_{\text{сущ.ГЭС}}$, МВт	2028	2209	2521	2881	3194	3374
$N_{\text{пр.ГЭС}}$, МВт	310	248	189	264	261	310
$N_{\text{ТЭС}}$, МВт	6996	7617	8694	9938	11015	11636
$N_{\text{КЭС}}$, МВт	8408	9155	10449	11943	13238	13985
$N_{\text{АЭС}}$, МВт	4718	5137	5863	6702	7428	7847

Баланс мощность ЭС Урал

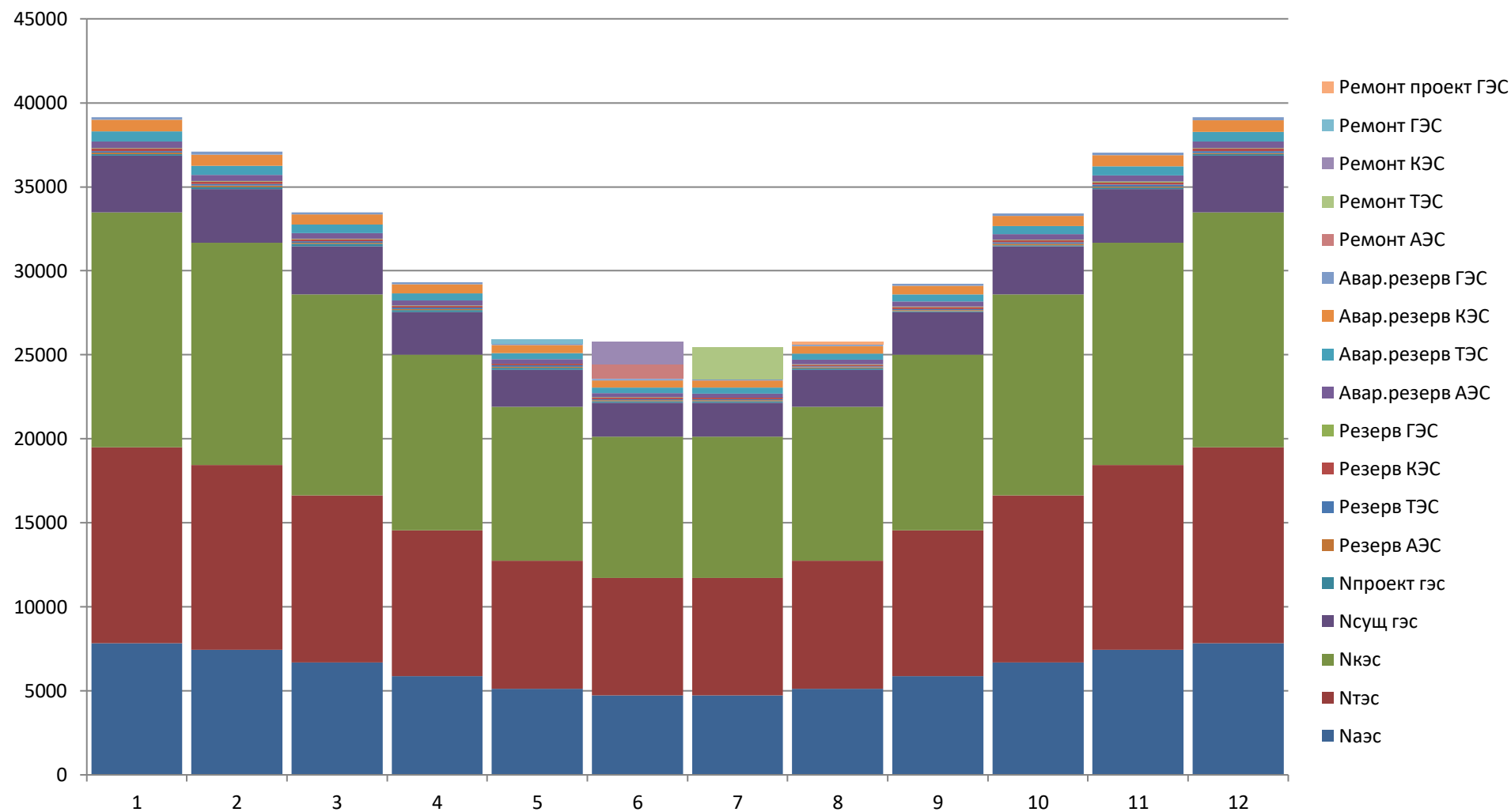


Рисунок 2.11 – Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор числа и типа агрегатов

При технико-экономическом обосновании оптимального варианта основного оборудования для выбора числа и типа агрегатов необходимо учитывать следующие основные положения:

- выбранные параметры оборудования должны обеспечивать эксплуатацию агрегатов и станции в целом во всех допустимых режимах работы с наибольшим КПД;

- необходимо стремиться к выбору минимального числа гидроагрегатов при возможно большей мощности каждого из них, что приводит к увеличению КПД реактивных турбин за счет масштабного эффекта, снижению стоимости основного оборудования, сокращению сроков изготовления, монтажа и численности эксплуатационного персонала проектируемой ГЭС.

Выбор оборудования с использованием главных универсальных характеристик состоит в том, чтобы для каждого рассматриваемого типа турбин, наметить такие варианты диаметра рабочего колеса и синхронной частоты вращения, при которых в области допустимых режимов по напору и расходу воды, проектируемая ГЭС работала бы с наибольшим КПД при минимальном заглублении рабочего колеса и количестве установленных агрегатов.

Необходимо определить область допустимой работы проектируемой ГЭС, для этого строится режимное поле с указанием линий ограничений для различных режимов.

Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению:

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = Z_{вб}(V_{ср\text{аб}}) - Z_{нб}(Q_{нб}) - \Delta h, \quad (3.1)$$

где $Z_{вб}(V_{ср\text{аб}})$ – отметка уровня воды в водохранилище, которая изменяется в зависимости от объема сработки от НПУ = 122.5 м до УМО = 103 м;

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

Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях.

Определим ограничения работы турбин:

1) Ограничение по расчетной установленной мощности, определяемое уравнением:

$$N_{уст,расч} = k_N \cdot H_{ГЭС} \cdot Q_{ГЭС}, \quad (3.2)$$

где $k_N = 8,6$ – коэффициент мощности.

2) Ограничение по пропускной способности ГЭС (ниже точки расчётного напора), которую до выбора турбинного оборудования строим по зависимости:

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

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

3) Ограничение по минимальному расходу $Q_{\text{min}} = Q_{\text{вхк}} = 260 \text{ м}^3/\text{с}$.

По полученным значениям (таблица 3.1) строится режимное поле с учетом ограничений по минимальному расходу, мощности и пропускной способности, из которого определяем диапазон изменения напоров и расходов (рисунок 3.1).

Таблица 3.1 – Результаты расчета режимного поля проектируемой ГЭС

Qнб, м ³ /с	Zнб, м	Hнпу, м	Hумо, м	Hвб, м	по уст. N		по ГЭС	
					H, м	Q, м ³ /с	H, м	Q, м ³ /с
0	51,68	70,07	50,57	64,39	70,07	2094,13	45,67	2133,87
214,29	52,09	69,66	50,16	63,72	69,40	2114,40	46,70	2157,64
428,57	52,49	69,26	49,76	63,32	68,68	2136,55	47,72	2181,15
642,86	52,89	68,86	49,36	62,92	67,96	2159,17	48,74	2204,41
857,14	53,27	68,48	48,98	62,54	67,24	2182,28	49,77	2227,43
1071,4	53,64	68,11	48,61	62,17	66,52	2205,88	50,79	2250,22
1285,7	54,01	67,74	48,24	61,80	65,80	2230,00	51,81	2272,77
1500	54,36	67,39	47,89	61,45	65,08	2254,66	52,84	2295,11
1714,3	54,70	67,05	47,55	61,11	64,37	2279,86	53,86	2317,22
1928,6	55,04	66,71	47,21	60,77	63,65	2305,64	54,88	2339,13
2142,9	55,36	66,39	46,89	60,45	62,93	2332,00	55,91	2360,84
2357,1	55,68	66,07	46,57	60,13	62,21	2358,98	56,93	2382,35
2571,4	55,99	65,76	46,26	59,82	61,49	2386,58	57,95	2403,66
2785,7	56,29	65,46	45,96	59,52	60,77	2414,84	58,98	2424,79
3000	56,58	65,17	45,67	59,23	60,0	2445,74	60,0	2445,74

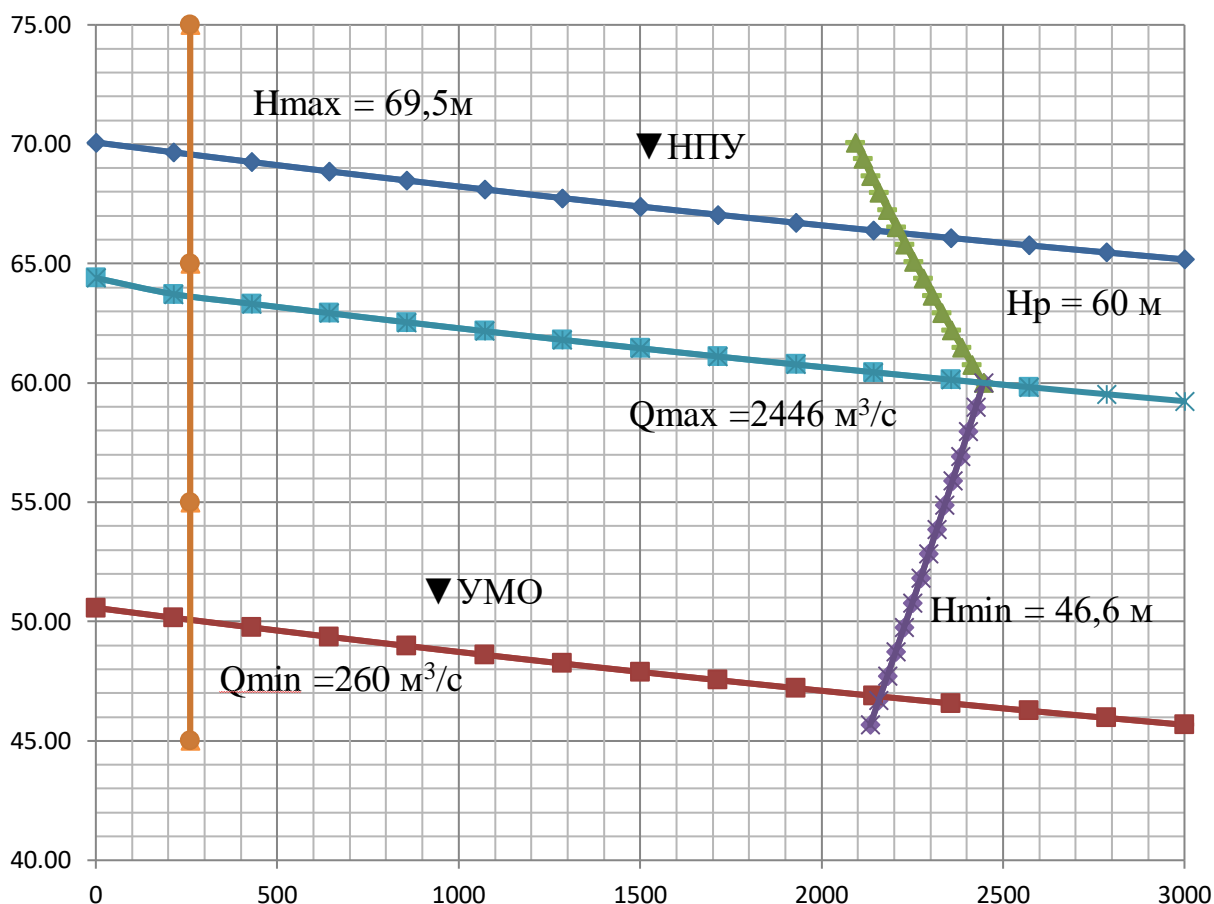


Рисунок 3.1 – Режимное поле Алапаевского водохранилища

Параметры проектируемой ГЭС, полученные при расчетах:

- расчетная установленная мощность $N_{уст} = 1262$ МВт;
- максимальный напор $H_{max} = 69,5$ м;
- минимальный напор $H_{min} = 46,6$ м;
- отметка УМО = 103 м;
- расчетный напор $H_p = 60$ м;
- максимальный расход $Q_{max} = 2446$ м³/с.

Выбор системы и типа гидротурбины производим исходя из следующих условий:

1) По величине максимального напора, так чтобы значение H_{max} было бы близко к предельному напору $H_{пред}$ выбранного типа, но не превышало его, т.е. $H_{max} \leq H_{пред}$;

2) Отношение $\frac{H_{min}}{H_{max}} = \frac{46,6}{69,5} = 0,67$ должно быть не меньше справочных данных;

3) Максимальный диаметр рабочего колеса гидротурбины должен выбираться с учетом транспортировки к месту монтажа.

Для данного максимального напора и отношения $H_{max} \leq H_{пред}$. Подходят турбины ПЛ 70-В и РО 75-В, со следующими параметрами (таблица 3.2).

Таблица 3.2 – Параметры турбин ПЛ 70-В и РО 75-В

Параметр	ПЛ 70-В	РО 75-В
$H_{\text{пред}}, \text{ м}$	70	75
$H_{\text{min}}/H_{\text{max}}$	0,50	0,60
$n_{\text{I opt}}, \text{ об/м}$	106	83
$Q'_{\text{I opt}}, \text{ л/с}$	860	1020
$\eta_{\text{мopt}}$	0,902	0,920
$Q_{\text{I max}}, \text{ л/с}$	1400	1200
$\sigma (Q'_{\text{I max}})$	0,55	0,13
$D_{\text{I мод}}, \text{ м}$	0,460	0,460
$H_{\text{мод}}, \text{ м}$	4	4
$t_{\text{мод}}, \text{ }^{\circ}\text{C}$	4	20

Предварительно «расчетная точка» выбирается следующим образом: через точку оптимума проводится прямая до пересечения с линией ограничения работы генератора. Диаметры турбин берутся из ряда стандартных значений.

Максимальный КПД натурной турбины определяется по формуле:

$$\eta_{\text{T}} = 1 - (1 - \eta_{\text{M}}) \cdot ((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1\text{M}}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_{\text{M}}}{H_{\text{P}}}} \cdot \sqrt[5]{\frac{v_{\text{H}}}{v_{\text{M}}}}) \quad (3.4)$$

где $v_{\text{H}}, v_{\text{M}}$ – коэффициент кинематической вязкости воды, зависящей от её температуры;

$\eta_{\text{M}}, D_{1\text{M}}, H_{\text{M}}$ – КПД, диаметр и напор модельной турбины;

D_1, H_{P} – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

ε – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям.

Средняя температура воды для натурной турбины назначается в зависимости от предполагаемого места расположения ГЭС.

Принимаем $t = 10^{\circ}\text{C}$, ($v_{\text{H}} = 1,3 \cdot 10^6 \text{ м}^2/\text{с}$).

Мощность одного агрегата:

$$N_{\text{a}} = 9.81 \cdot Q'_{\text{Iр}} \cdot D_1^2 \cdot H_{\text{P}}^{\text{N}} \cdot \sqrt{H_{\text{P}}^{\text{N}}} \cdot \eta_{\text{T}} \cdot \eta_{\text{Г}}^{\text{ср}}, \quad (3.5)$$

где $Q'_{\text{Iр}}$ – приведенный расход в расчетной точке;

$\eta_{\text{Г}}$ – средний КПД генератора (предварительно принимаем $\eta_{\text{Г}} = 0,96$).

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов:

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

где N'_a – мощность агрегата.

Расчитанное число агрегатов округляется в большую сторону.

Уточненное значение мощности агрегата:

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

Синхронная частота вращения:

$$n = n'_p \cdot \frac{\sqrt{H_p \cdot \Delta p}}{D_1} , \quad (3.8)$$

где n'_p – приведенная частота в расчетной точке на ГУХ;

Δp – поправка на приведенную частоту вращения при переходе от модели к натуре:

$$\Delta p = \frac{\eta_T}{\eta_M} . \quad (3.9)$$

По полученному значению окончательное значение синхронной частоты вращения принимаем ближайшее из ряда стандартных значений.

Для определения рабочей зоны турбины на УХ также рассчитывается частота вращения при максимальном и минимальном напоре:

$$n'_{I \max} = \frac{n_{\text{синх}} \cdot D_1}{(m \cdot H_{\min})^{0.5}} , \quad (3.10)$$

$$n'_{Ip} = \frac{n_{\text{синх}} \cdot D_1}{(m \cdot H_p)^{0.5}} , \quad (3.11)$$

$$n'_{I \min} = \frac{n_{\text{синх}} \cdot D_1}{(m \cdot H_{\max})^{0.5}} . \quad (3.12)$$

Результаты расчетов представлены в таблицах 3.3, 3.4.

Таблица 3.3 – Расчет параметров турбин для ПЛ 70-В

D1	6	6,3	6,7	7,1	7,5	8	8,5
КПД т	0,941	0,941	0,941	0,942	0,942	0,943	0,943
N'agr	201,58	222,32	251,57	282,62	315,48	359,11	405,57
z'шт	6,2	5,6	5,0	4,4	4,0	3,5	3,1
z a	8	6	6	6	4	4	4
N agr	157,75	210,33	210,33	210,33	315,5	315,5	315,5

Δl	1,043	1,043	1,044	1,044	1,045	1,045	1,045
n'c	139,75	133,12	125,2	118,17	111,89	104,92	98,76
n синх	142,8	136,4	136,4	125	115,4	107,1	100

Окончание таблицы 3.3

D1	6	6,3	6,7	7,1	7,5	8	8,5
n'Нmin	100,64	100,92	107,3	104,18	101,58	100,54	99,71
n'Нрасч	108,31	108,61	115,48	112,13	109,33	108,2	107,32
n' Нmax	122,9	123,24	131,04	127,23	124,05	122,78	121,78

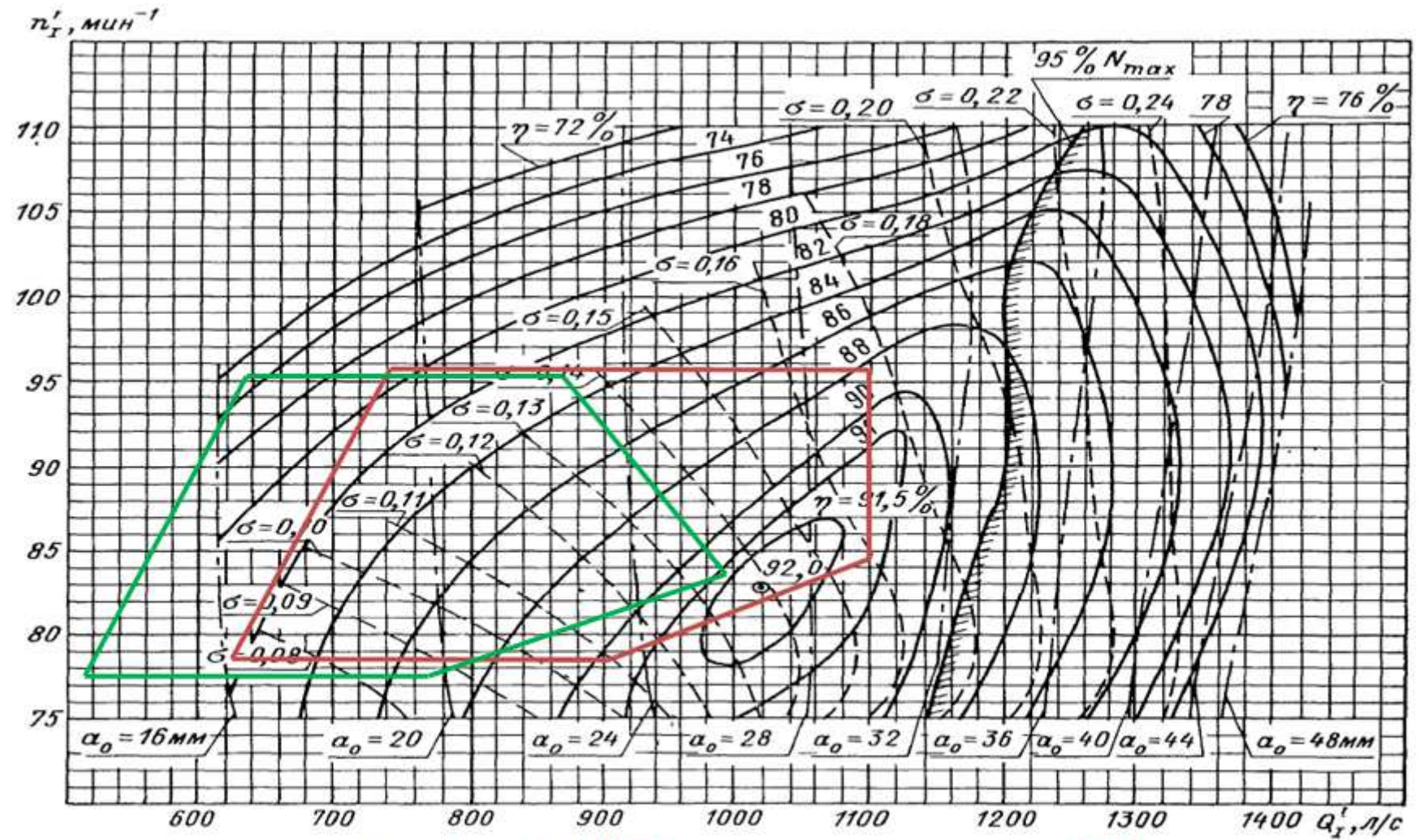
Таблица 3.4 – Расчет параметров турбин для РО 75-В

D1	6	6,3	6,7	7,1	7,5	8	8,5
КПД т	0,95	0,95	0,95	0,95	0,96	0,96	0,96
N'agr	175,87	193,95	219,43	246,49	275,12	313,13	353,61
z'шт	7,1	6,5	5,7	5,1	4,5	4,0	3,5
z a	8	8	6	6	6	6	4
N agr	157,75	157,75	210,33	210,33	210,33	210,33	315,50
Δl	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
n'c	109,11	103,93	97,74	92,25	87,34	81,90	77,09
n синх	115,40	107,10	100,00	93,80	88,20	83,30	78,90
n'Нmin	81,56	79,47	78,90	78,42	77,88	78,44	78,93
n'Нрасч	87,78	85,53	84,92	84,40	83,82	84,42	84,95
n' Нmax	99,61	97,05	96,36	95,76	95,11	95,79	96,39

На данном этапе исключаются диаметры турбины, при которых точка оптимума выходит за пределы рабочей зоны. Также исключаются диаметры турбины, у которых в промежутке между максимальными и минимальными приведёнными оборотами оптимум находится слишком близко к линии максимальных оборотов.

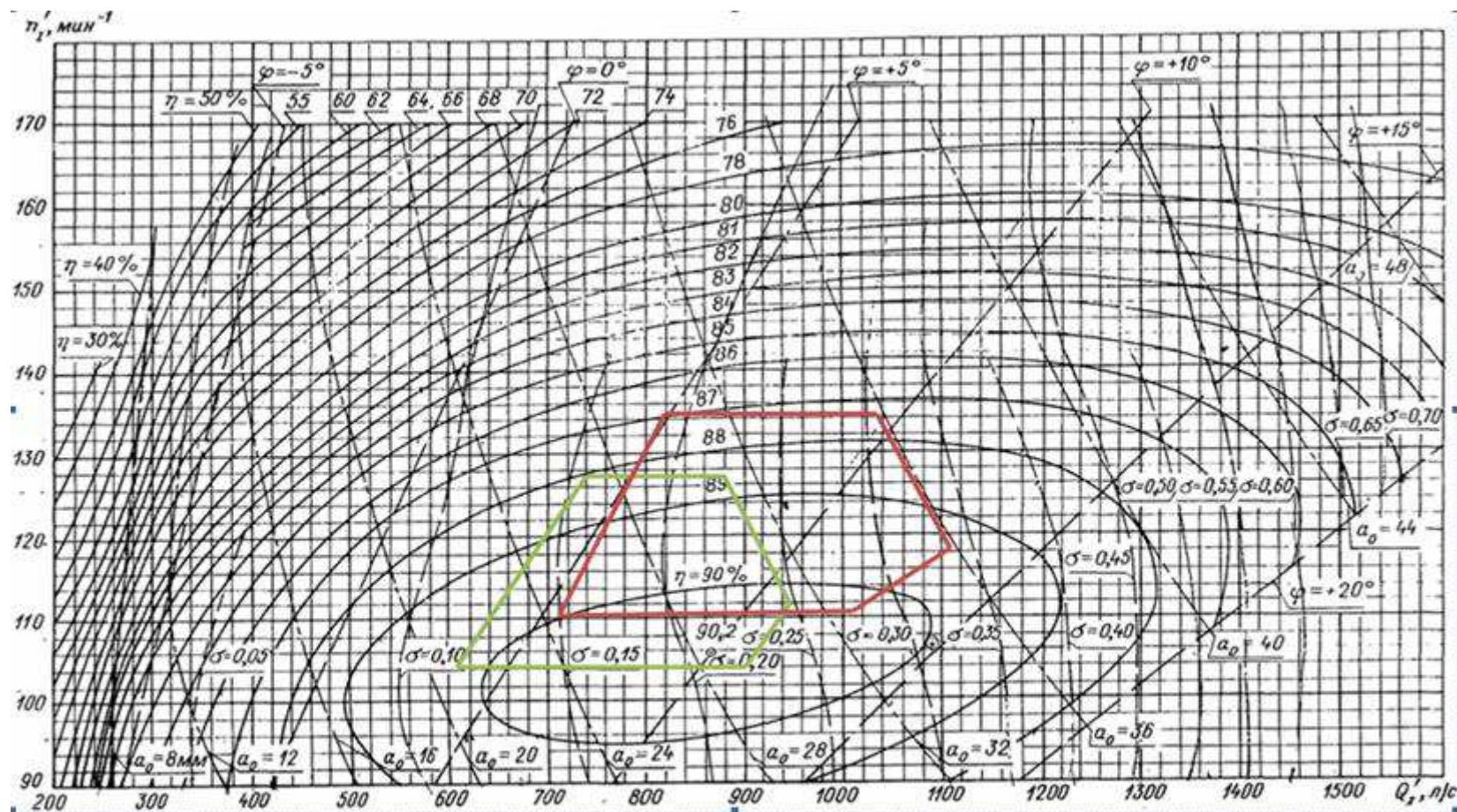
На рисунке 3.2 представлена универсальная характеристика гидротурбины РО 75/841а-В-46 и зона работы рассматриваемых турбин.

На рисунке 3.3 представлена универсальная характеристика гидротурбины ПЛ 70/642-В-46 и зона работы рассматриваемых турбин.



Зона работы РО 75/841а-В-710 ; Зона работы РО 75/841а-В-750 .

Рисунок 3.2 - Универсальная характеристика гидротурбины РО 75/841а-В-46





Зона работы ПЛ 70/642-В-500 ; Зона работы ПЛ 70/642-В-710 .

Рисунок 3.3 - Универсальная характеристика гидротурбины ПЛ 70/642-В-46

Анализируя полученные варианты параметров турбин ПЛ 70-В и РО 75-В, выбираем турбину РО 75-В с диаметром $D_1=7,1\text{м}$, $Z_a=6\text{шт.}$ и $n_c = 93,8$ об/мин как наиболее полно удовлетворяющую перечисленным выше требованиям.

Вариант с турбиной ПЛ 70-В в дальнейшем рассматривать не будем, так как расчетная точка на главной универсальной характеристике не находится в рекомендуемом по справочным данным диапазоне изменения $Q'_{I\text{max}}$ и σ .

Далее определяется «расчетная точка» турбины на универсальной характеристике. Вычисляется произведение, чтобы выполнялось равенство:

$$(Q'_I \cdot \eta_M) = \frac{N}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot (\frac{n_H}{n_M} \cdot H_p)^{1,5}}, \quad (3.13)$$

$$(1,09 \cdot 0,913) = \frac{210333}{9,81 \cdot 7,1^2 \cdot (\frac{0,95}{0,92} \cdot 60)^{1,5}} = 1,00.$$

3.2 Определение отметки установки рабочего колеса

Отметку рабочего колеса находим по формуле:

$$\nabla Z_{PK} = Z_{НБ}(Q_{НБ}) + H_S, \quad (3.14)$$

где $Z_{НБ}(Q_{НБ})$ – отметка уровня воды в НБ при расчётном режиме;
 H_S – высота отсасывания турбины;

$$H_S = 10 - \frac{\nabla}{900} - \sigma \cdot H_p - \Delta H_S + \Delta Z_{x.пл.}, \quad (3.15)$$

где ∇ – отметка расположения рабочего колеса;
 σ – коэффициент кавитации, определяемый по главной универсальной характеристике для расчетных условий;

$\Delta H_S = 1,5\text{м}$ – дополнительное заглубление рабочего колеса, учитывающее неточности определения σ при модельных испытаниях, масштабный эффект и антикавитационный запас;

$\Delta Z_{x.пл.}$ – разность высотных отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин, для радиально - осевых турбин (РО):

$$\Delta Z_{x.пл.} = B_{0н} / 2, \quad (3.16)$$

где $B_{0н}$ – высота направляющего аппарата натурной турбины, которую пересчитываем с модели,

$$B_{0н} = B_{0м} \cdot \frac{D_{1н}}{D_{1м}}, \quad (3.17)$$

$$B_{0H} = 0,35 \cdot \frac{7,1}{0,46} = 2,5\text{м},$$

$$\Delta Z_{x,пл.} = 2,5 / 2 = 1,2\text{м},$$

$$H_{S(max)} = 10 - \frac{56,5}{900} - 0,11 \cdot 69,5 - 1,5 + 1,2 = -0,1\text{м},$$

$$H_{S(p)} = 10 - \frac{54,1}{900} - 0,16 \cdot 60 - 1,5 + 1,2 = 0,1\text{м},$$

$$H_{S(min)} = 10 - \frac{52,2}{900} - 0,175 \cdot 46,6 - 1,5 + 1,2 = 1,5\text{м}.$$

Определяем отметки рабочего колеса для трех режимов работы:

$$\nabla Z_{PKHmax} = 52,2 + (-0,1) = 52,1\text{м},$$

$$\nabla Z_{PKHp} = 54,1 + 0,1 = 54,2\text{м},$$

$$\nabla Z_{PKHmin} = 56,5 + 1,5 = 58,0\text{м}.$$

Из трех полученных выбираем наименьшее значения $\nabla Z_{PK} = 52,1\text{м}$.

Рассчитываем отметку установки рабочего колеса при каждой из вычисленных высот отсасывания по кривой связи нижнего бьефа (рисунок 2.1).

3.3 Расчет металлической спиральной камеры с круглым сечением и полным углом охвата

По ГУХ выбираем высоту направляющего аппарата:

$$b_0 = 0,35 \cdot D_1 = 0,35 \cdot 7,1 = 2,485\text{м}. \quad (3.18)$$

Угол обхвата $\varphi = 345^\circ$.

Высота статора:

$$b_1 = b_0 + 0,02 = 2,505\text{ м}. \quad (3.19)$$

Основные размеры статора для $D_1 = 7,1\text{ м}$:

$$D_a = 10,9\text{м};$$

$$D_b = 9,456\text{м};$$

$$D_4 = 11,6\text{м};$$

$$R_4 = 5,8\text{м};$$

$$R = 0,61\text{м};$$

$$h_1 = 0,51\text{м}.$$

Полная высота статора:

$$H_1 = b_1 + 2 \cdot h, \quad (3.20)$$

$$H_1 = 2,505 + 2 \cdot 0,51 = 3,525 \text{ м}.$$

Скорость во входном сечении спиральной камеры принимаем по графику (рисунок 3.4) $v_{cp} = f(H_p)$, откуда $v_{cp} = 7 \text{ м/с}$.

Вычисляем расход через входное сечение:

$$Q_{вх} = Q_p \cdot \frac{\varphi}{360^\circ}, \quad (3.21)$$

$$Q_{вх} = 433,6 \cdot \frac{345^\circ}{360^\circ} = 415,5 \text{ м}^3/\text{с}.$$

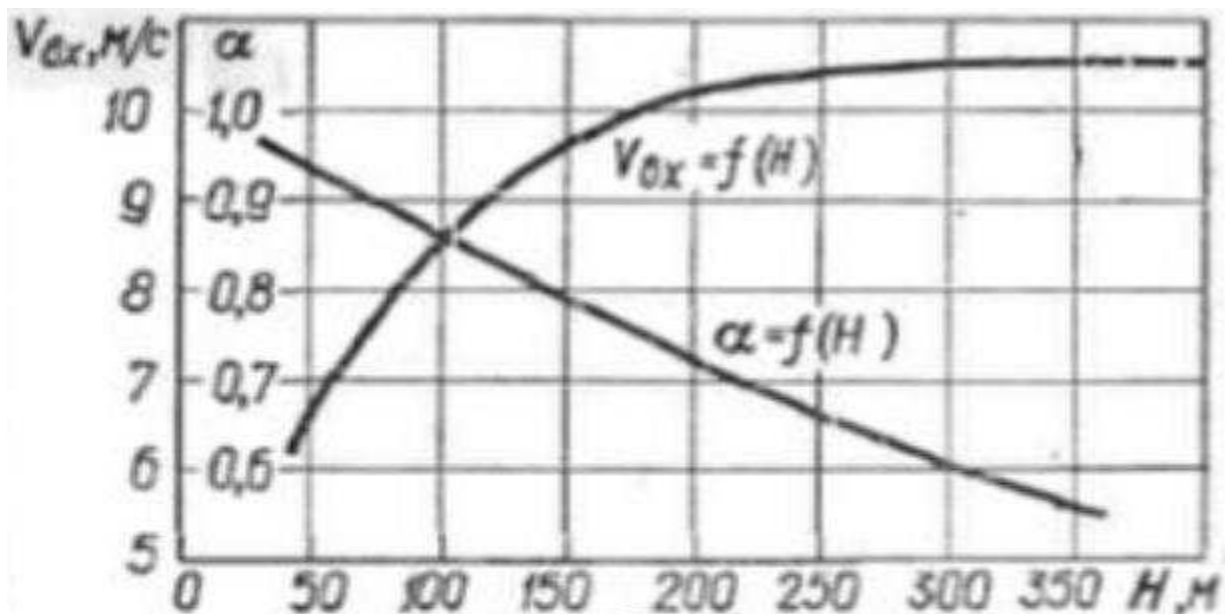


Рисунок 3.4 – Рекомендованные значения скорости с скоростного коэффициента во входном сечении спиральной камеры

Площадь входного сечения спиральной камеры:

$$F_{вх} = \frac{Q_{вх}}{v_{cp}}, \quad (3.22)$$

$$F_{вх} = \frac{415,5}{7} = 59,4 \text{ м}^2.$$

Радиус входного сечения:

$$r_{вх} = \sqrt{\frac{F_{вх}}{\pi}}, \quad (3.23)$$

$$p_{\text{вх}} = \sqrt{\frac{59,4}{3,14}} = 4,35 \text{ м.}$$

Расстояние от оси турбины до центра входного сечения:

$$a_{\text{вх}} = R_4 + \sqrt{p_{\text{вх}}^2 - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2}, \quad (3.24)$$

$$a_{\text{вх}} = 5,8 + \sqrt{4,35^2 - \left(\frac{3,525}{2}\right)^2} = 9,77 \text{ м.}$$

Наружный радиус входного сечения:

$$R_{\text{вх}} = a_{\text{вх}} + p_{\text{вх}}, \quad (3.25)$$

$$R_{\text{вх}} = 9,77 + 4,35 = 14,1 \text{ м.}$$

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

$$\frac{1}{c} \cdot \varphi = a - \sqrt{a^2 - p_{\text{вх}}^2}, \quad (3.26)$$

$$\left(\frac{\varphi}{c}\right)_{\text{вх}} = 9,77 - \sqrt{9,77^2 - 4,35^2} = 1,02.$$

При принятом значении $\varphi_{\text{вх}} = \frac{345}{360} = 0,958$:

$$\frac{1}{c} = \frac{1,02}{0,958} = 1,06.$$

Последовательно задаваясь рядом значений углов φ_i через $\Delta\varphi = 15^\circ$, рассчитываем все сечения спиральной камеры.

Произведем расчеты для $\varphi = 330^\circ$, находим x :

$$x = \frac{\varphi}{c} + \sqrt{\frac{2 \cdot R_4 \cdot \varphi}{c} - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2}, \quad (3.27)$$

$$x = 0,958 \cdot 1,02 + \sqrt{\frac{2 \cdot 5,8 \cdot 1,02}{1,06} - \left(\frac{3,525}{2}\right)^2} = 3,974 \text{ м.}$$

Расстояние до центра расчетного сечения:

$$a = R_4 + x, \quad (3.28)$$

$$a = 5,8 + 3,974 = 9,77 \text{ м.}$$

Радиус расчетного сечения:

$$p = \sqrt{x^2 + \left(\frac{H_1}{2}\right)^2}, \quad (3.29)$$

$$p = \sqrt{3,974^2 + \left(\frac{3,525}{2}\right)^2} = 4,347 \text{ м.}$$

Наружный радиус расчетного сечения:

$$R = a + p, \quad (3.30)$$

$$R = 9,77 + 4,347 = 14,12 \text{ м.}$$

Данные расчета сечений спиральной камеры занесены в таблицу 3.5.

Таблица 3.5 – Расчет сечений спиральной камеры

φ	-	-	-	-	-	x
-	φ/360	φ/с	2·R4·[3]	[4]-(H ₁ /2) ²	√[5]	[6]+[3]
1	2	3	4	5	6	7
°	-	-	м	м	м-2	м
345	0,96	1,02	11,83	8,72	2,95	3,97
330	0,92	0,98	11,32	8,21	2,87	3,84
315	0,88	0,93	10,80	7,70	2,77	3,71
300	0,83	0,89	10,29	7,18	2,68	3,57
285	0,79	0,84	9,77	6,67	2,58	3,42
270	0,75	0,80	9,26	6,15	2,48	3,28
255	0,71	0,75	8,74	5,64	2,37	3,13
240	0,67	0,71	8,23	5,12	2,26	2,97
225	0,63	0,67	7,72	4,61	2,15	2,81
210	0,58	0,62	7,20	4,09	2,02	2,64
195	0,54	0,58	6,69	3,58	1,89	2,47
180	0,50	0,53	6,17	3,07	1,75	2,28
165	0,46	0,49	5,66	2,55	1,60	2,09

Продолжение таблицы 3.5

φ	x ²	p ²	p	a	R
-	[7] ²	[8]+(H ₁ /2) ²	√[9]	R4+[7]	[10]+[11]
1	8	9	10	11	12
°	м ²	м ²	м	м	м
345	15,79	18,90	4,35	9,77	14,12
330	14,75	17,86	4,23	9,64	13,87
315	13,73	16,84	4,10	9,51	13,61
300	12,72	15,83	3,98	9,37	13,34

Окончание таблицы 3.5

φ	x^2	p^2	p	a	R
-	$[7]^2$	$[8]+(H_1/2)^2$	$\sqrt{[9]}$	$R_4+[7]$	$[10]+[11]$
1	8	9	10	11	12
°	м ²	м ²	м	м	м
285	11,73	14,83	3,85	9,22	13,08
270	10,75	13,86	3,72	9,08	12,80
255	9,79	12,89	3,59	8,93	12,52
240	8,84	11,95	3,46	8,77	12,23
225	7,91	11,01	3,32	8,61	11,93
210	6,99	10,10	3,18	8,44	11,62
195	6,09	9,20	3,03	8,27	11,30
180	5,21	8,32	2,88	8,08	10,97
165	4,35	7,45	2,73	7,89	10,62

Т.к. для дальнейших углов φ сечение СК принимает форму эллипса, то методика, указанная выше, не подходит. Строим плавную зависимость по уже имеющимся координатам R и φ до координаты ($\varphi = 0$; $R = \frac{9,456}{2}$). Недостающий участок плавно продляем до 0° (в ручную или подбором функции) и получаем зависимость $R = f(\varphi)$, (рисунок 3.5).

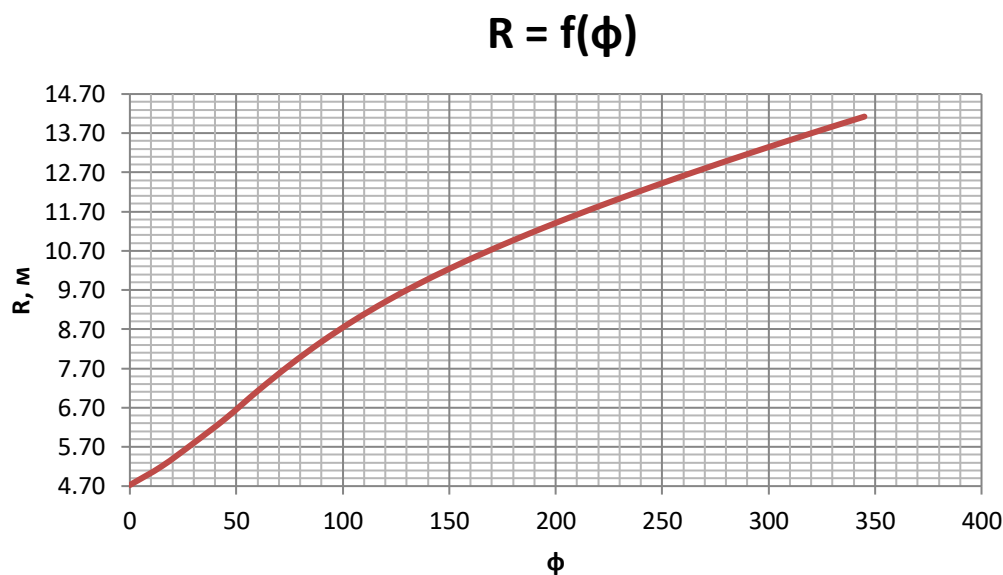


Рисунок 3.5 - График зависимости $\varphi_{сп} = f(R_i)$

Пользуясь шагом $\Delta\varphi = 15^\circ$, с рисунка 3.3 снимаем значения R_{φ} зависимости от угла φ ,

$$R_{(\varphi=150)} = 9,83\text{м.}$$

Размеры эллиптических сечений спиральной камеры:

$$p_1 = \frac{H_1}{2 \cdot \sin a_k}, \quad (3.31)$$

$$p_1 = \frac{3,525}{2 \cdot \sin 35^\circ} = 3,07 \text{ м.}$$

Меньший радиус для любого эллиптического сечения:

$$p_{2(\varphi=150)} = \frac{R_{(\varphi=150)} - (R_4 + p_1 \cdot (1 - \cos a_k))}{2 \cdot \cos a_k}, \quad (3.32)$$

$$p_{2(\varphi=150)} = \frac{9,83 - (5,8 + 3,07 \cdot (1 - \cos 35^\circ))}{2 \cdot \cos 35^\circ} = 2,12 \text{ м.}$$

Данные эллиптических сечений заносим в таблицу 3.6.

Таблица 3.6 – Размеры эллиптических сечений спиральной камеры

φ°	p_1	R	p_2
150	3,07	9,83	2,12
135		9,44	1,88
120		9,03	1,63
105		8,58	1,36
90		8,11	1,07
75		7,60	0,76
60		7,06	0,43
45		6,50	0,09

Постоянную спиральной камеры определяют по формуле:

$$k = \frac{Q_p}{2 \cdot \pi \cdot \frac{1}{C}}, \quad (3.33)$$

$$k = \frac{433,6}{2 \cdot 3,14 \cdot 1,06} = 64,8.$$

Угол потока в спиральной камере (на входе в колонны статора):

$$\text{tg} \delta = \frac{Q_p}{\frac{2 \cdot \pi \cdot b_1}{k}}, \quad (3.34)$$

$$\text{tg} \delta = \frac{433,6}{\frac{2 \cdot 3,14 \cdot 2,505}{64,8}} = 0,425;$$

$$\delta = \text{arctg} \cdot \left(\frac{Q_p}{\frac{2 \cdot \pi \cdot b_1}{k}} \right), \quad (3.35)$$

$$\delta = \text{arctg} \cdot (0,425) = 23^\circ.$$

Геометрические размеры проточной части РО 75/841а–В-710 представлены на рисунке 3.6.

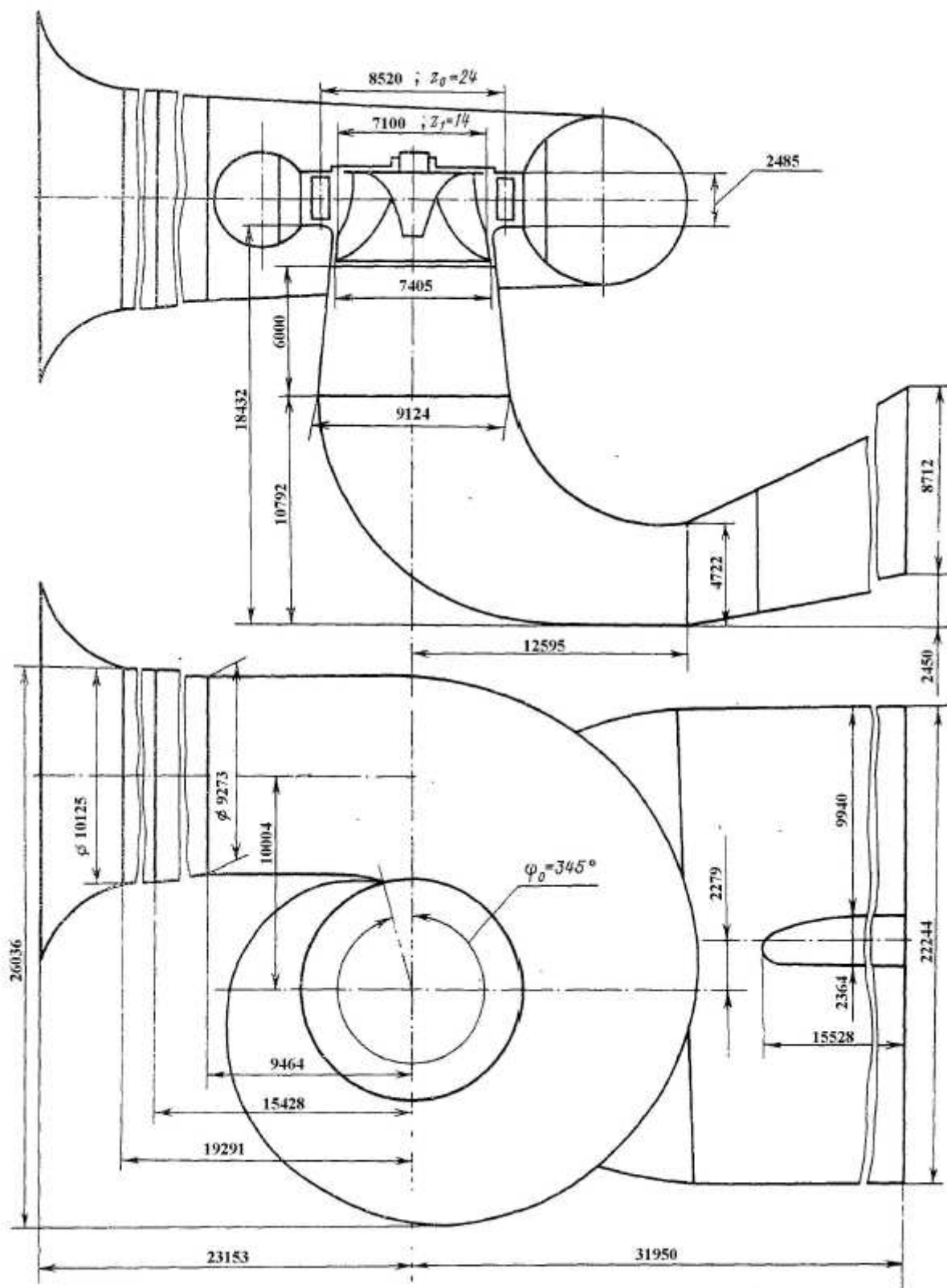


Рисунок 3.6 – Геометрические размеры проточной части РО 75/841а–В-710

3.4 Выбор типа серийного гидрогенератора

Гидрогенератор подбирается по справочным данным серийных генераторов, по расчетному значению его номинальной мощности и синхронной числу полюсов.

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos \varphi}, \quad (3.36)$$

$$S_{\text{ном}} = \frac{206,127}{0,85} = 242,5 \text{ МВт.}$$

Число полюсов гидрогенератора:

$$p = \frac{6000}{n_c}, \quad (3.37)$$

$$p = \frac{6000}{93,8} = 64.$$

По справочным данным принимаем генератор СВФ 1690/175-64. Параметры гидрогенератора представлены в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Номинальные данные гидрогенератора СВФ 1690/175-64

$S_{\text{ном}}$, МВт	$P_{\text{ном}}$, МВт	$n_{\text{ном}}$, об/мин	$\cos \varphi$	$U_{\text{ном}}$, В	$I_{\text{ном}}$, кА	Исполнение
590	500	93,8	0,85	15,75	21,65	Зонтичное

3.5 Выбор МНУ

По справочным данным выбирается тип и габаритные размеры МНУ и колонок управления.

МНУ принимаем по номограмме для турбины РО 75 – В.

$$D_1 = 7,1\text{м}; H_{\text{max}} = 69,5\text{м.}$$

Принимаем МНУ20/2-40-20-3, гидроаккумулятор ГА20/2-40 вместимость: $V_{\text{ГА}} = 20\text{м}^3$, число сосудов $n_{\text{сосуд}} = 2$ шт. Габаритные размеры ГА20/2-40 представлены в таблице 3.8.

Таблица 3.8 - Габаритные размеры ГА 20/2-40

Обозначение	Размеры, мм							
	D	D_1	H	H_1	H_2	D_H	d_n	d

ГА 20/2 – 40	2064	2490	3870	3150	3500	250	125	70
--------------	------	------	------	------	------	-----	-----	----

Маслонасосный агрегат – сливной бак МА20 – 3; вместимость 20 м². Габаритные размеры МА20 – 3 представлены в таблице 3.9.

Таблица 3.9 – Габаритные размеры МА20 – 3

Обозначение	Размеры, мм											
	B	B_1	B_2	L	L_1	L_2	L_3	H	H_1	H_2	H_3	H_4
МА20 -3	2800	3016	1800	3600	3816	4130	1900	2000	1935	1400	1200	160

Насос - 3В63/40ГТ;
Число сосудов – 2 шт;
Подача - 13,9 л/с;
Мощность - 72 кВт.

Электродвигатель - 4А250М4 – мощность 90 кВт;
частота вращения 1450 об/мин.
Общая масса МНУ - 22,1 т.

Для обслуживания машинного зала выбираем два козловых крана грузоподъемностью 500т – А500/80; в нижнем бьефе для оперирования затворами устанавливаем козловой кран грузоподъемностью 140т – К140.

- ширина агрегатного блока: $B_{\text{бл}} = 21,3$ м;
- длина монтажной площадки: $L_{\text{мп}} = 1,25 \cdot B_{\text{бл}} = 26,6$ м,
- длина машинного зала $L_{\text{мз}}$ составляет: $L_{\text{мз, м}} = 127,8$ м,
- ширина зала $B_{\text{мз}}$ зависит, главным образом, от индивидуальных особенностей здания ГЭС, габаритов агрегатов и компоновки оборудования, принимаем: $B_{\text{мз}} = 30$ м.

4 Компонировка и сооружения гидроузла

4.1 Определение отметки гребня плотины

4.1.1 Грунтовая плотина

За отметку гребня грунтовой плотины $\nabla_{ГГП}$ принимают наибольшую из двух, вычисленных по формулам:

$$\nabla_{ГГП} = \nabla_{НПУ} + h_s, \quad (4.1)$$

$$\nabla_{ГГП} = \nabla_{ФПУ} + h_s, \quad (4.2)$$

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

$$h_s = h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a, \quad (4.3)$$

где $h_{run1\%}$ – высота наката волн расчетной обеспеченностью 1 % на откос грунтовой плотины;

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

a – конструктивный запас, принимаемый не менее 0,5 м.

Принимаем $a = 0,5$ м.

$h_{run1\%}$, Δh_{set} определяем согласно СП 38.13330.2018. «Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновая, ледовая и от судов)»

Высоту ветрового нагона Δh_{set} рассчитываем по формуле:

$$\Delta h_{set} = K_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha; \quad (4.4)$$

где α_w – угол между продольной осью водоема и направлением ветра, град принимаем $\alpha_w = 0$;

d – условная расчетная глубина воды в водохранилище:

$$d = \frac{\nabla_{НПУ} - \nabla_{дна}}{2}; \quad (4.5)$$

$$d = \frac{122.5 - 51.8}{2} = 35.35 \text{ м.}$$

K_w – коэффициент принимаемый по формуле:

$$K_w = 3 \cdot (1 + 0.3 \cdot V_w) \cdot 10^{-7}; \quad (4.6)$$

$$K_w = 3 \cdot (1 + 0.3 \cdot 12) \cdot 10^{-7} = 13,8 \cdot 10^{-7}.$$

$$\Delta h_{\text{set}} = 13,8 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{21^2 \cdot 15000}{9,81 \cdot 35,35} = 0,026 \text{ м.}$$

Принимаем $\Delta h_{\text{set}} = 0,026 \text{ м.}$

Определяем высоту волны 1% обеспеченности, для этого:

Вычисляем безразмерные комплексы $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$, где t – период развития волн на водохранилище.

Принимаем $t = 6 \text{ ч} = 21600 \text{ с.}$

$$\frac{gL}{V_w^2} = 334;$$

$$\frac{gt}{V_w} = 10090;$$

По безразмерным величинам и верхней огибающей кривой, по значениям $\frac{gL}{V_w^2} = 334$ и $\frac{gt}{V_w} = 10090$ определяем параметры $\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{V_w}$:

$$\text{Для } \frac{gL}{V_w^2} = 334; \frac{g\bar{T}}{V_w} = 1,7; \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,02.$$

$$\text{Для } \frac{gt}{V_w} = 10090; \frac{g\bar{T}}{V_w} = 4; \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,08.$$

Используя меньшие полученные значения, вычисляем средний период волны \bar{T} (с) и среднюю высоту волны \bar{h} (м):

$$\bar{T} = \frac{\frac{g\bar{T}}{V_w} \cdot V_w^2}{g} = 3,64 \text{ с;} \quad (4.7)$$

$$\bar{h} = \frac{\frac{g\bar{h}}{V_w^2} \cdot V_w^2}{g} = 0,9 \text{ м;} \quad (4.8)$$

Вычисляем среднюю длину волны $\bar{\lambda}_d$ по формуле:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi}; \quad (4.9)$$

$$\bar{\lambda}_d = 20,68 \text{ м.}$$

Проверяем условие $d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d = 35,35 > 0,5 \cdot 20,68 = 10,34$, условие выполняется.

Определяем высоту волны 1% обеспеченности по формуле:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i; \quad (4.10)$$

K_i - коэффициент, принимаемый по графикам для безразмерной величины

$$\frac{gL}{V_w^2} = 334, \quad \frac{\bar{gT}}{V_w} = 1,7, \text{ для глубоководной зоны. Принимаем } K_i = 1,95.$$

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 0,9 \cdot 1,95 = 1,75 \text{ м.} \quad (4.11)$$

Высоту наката на откос волн обеспеченностью 1 % по накату ($h_{\text{run}1\%,\text{М}}$) для фронтально подходящих волн при глубине перед сооружением $d \geq 2h_{1\%}$ надлежит определять по формуле:

$$h_{\text{run}1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{\text{run}} \cdot h_{1\%} \quad (4.12)$$

где k_r и k_p – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса. Конструкция крепления откоса бетонными (железобетонными) плитами, принимаем $k_r = 1$; $k_p = 0,9$.

k_{sp} - коэффициент, принимаемый в зависимости от расчетной скорости ветра и заложения верхового откоса, принимаем $k_{sp} = 1,15$ при заложении верхового откоса $m_1 = 1,4$;

k_{run} - коэффициент, принимаемый в зависимости от глубины воды d перед сооружением и пологости волны $\bar{\lambda}_d/h_{1\%}$. Используем значения параметров $\bar{\lambda}_d/h_{1\%}$ указанные без скобок, которые относятся к случаю $2 \cdot h_{1\%} \leq d$;

$$2 \cdot 1,75 = 5,5 \leq 35,35.$$

Принимаем $k_{\text{run}} = 1,2$.

Высоту наката волн обеспеченностью 1 % на откос, определяем по формуле (4.12):

$$h_{\text{run}1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,5 \cdot 1,2 \cdot 1,75 = 2,84 \text{ м.}$$

Определяем превышения гребня плотины над расчетным уровнем по формуле (4.3):

$$h_s = 1,75 + 0,026 + 0,5 = 3,37 \text{ м.}$$

За отметку гребня грунтовой плотины принимаем:

$$\nabla_{\text{ГГП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_s = 122,5 + 3,37 = 125,9 \text{ м.} \quad (4.13)$$

4.1.2 Бетонная плотина

Определяем класс плотины по СП 58.13330.2012 «Гидротехнические сооружения. Основные положения» Таблица Б.1.

Так как в основании плотины залегает граносиенит и

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}} = 122,5 - 51,8 = 70,7\text{м}, \quad (4.14)$$

Принимаем класс II. Но, проверив класс гидротехнического сооружения в зависимости от последствий возможных гидротехнических аварий, по количеству постоянно проживающих людей, которые могут пострадать от аварии, получаем 3225 чел, что больше 3000 чел. По СП 58.13330.2012 «Гидротехнические сооружения. Основные положения» Таблица Б.4, класс сооружения принимаем I.

Кривая зависимости уровня ВБ и объема показаны на рисунке 4.1

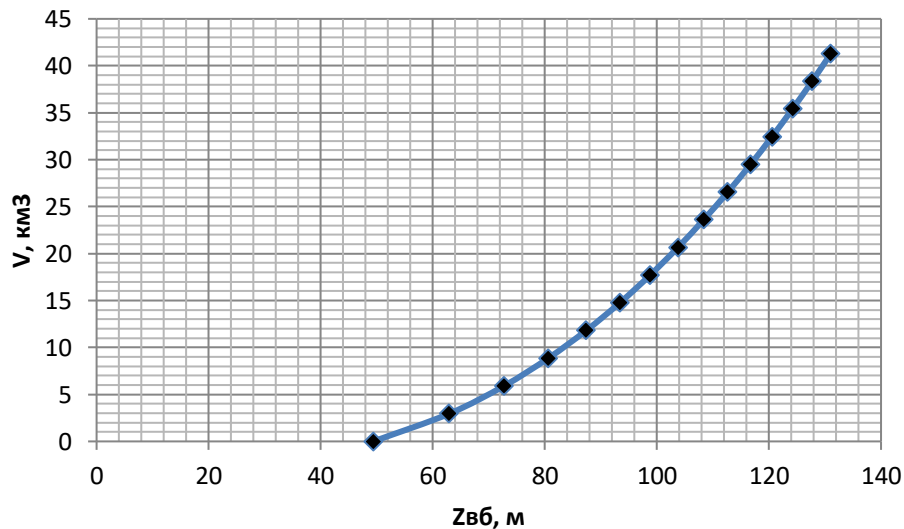


Рисунок 4.1 – Кривая зависимости уровня верхнего бьефа и объема водохранилища

Для бетонной плотины с вертикальной напорной гранью отметку гребня находим по формуле:

$$\nabla_{\text{ГБП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_{1\%} + \Delta h_{\text{set}} + a; \quad (4.15)$$

где a – величина запаса, зависит от класса сооружения и составляет для сооружения I класса не менее 0,8м. Принимаем $a = 0,8\text{м}$.

$$\nabla_{\text{ГБП}} = 122,5 + 1,75 + 0,026 + 0,8 = 125,1\text{м}.$$

4.2 Гидравлические расчеты

4.2.1 Определение ширины водосливного фронта

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

Определяем расчетный расход воды Q_p для основного расчетного случая по формуле:

$$Q_p = Q_{\max\text{расч}} - Q_{\text{ГЭС}}; \quad (4.16)$$

Количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов, должно быть не более $(n - 1)$ при числе гидроагрегатов ГЭС $n = 6$.

$$Q_{\max\text{расч}} = Q_{0.1\%} = 1879 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (4.17)$$

$$Q_p = 1879 - (6 - 1) \cdot 130 = 1229 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Ширину водосливного фронта рассчитываем по формуле:

$$B = \frac{Q_p}{q_v}; \quad (4.18)$$

где q_v – удельный расход на водосливе, равный:

$$q_v = 1,25 \cdot q_p, \quad (4.19)$$

где q_p – удельный расход на рисберме:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{\text{НБ}}; \quad (4.20)$$

где $[v_h]$ - допустимая скорость на рисберме;

$h_{\text{НБ}}$ – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой $\nabla_{\text{НБ}} = f(Q_{\text{НБ}})$ при $Q_{\text{осн.мах}}$.

$$h_{\text{НБ}} = 3,16 \text{ м}.$$

Так – как в основании залегает граносиенит, $[v_h]$ принимаем равный 5 м/с.

$$q_p = 5 \cdot 3,16 = 15,81 \text{ м}^2/\text{с};$$

$$q_b = 1,25 \cdot 15,81 = 19,76 \text{ м}^2/\text{с};$$

$$B = \frac{1229}{19,76} = 62,2 \text{ м};$$

Ширина водосливного фронта (В) должна быть целым числом, поэтому полученное значение округляем в большую сторону: $B = 70 \text{ м}$.

Подходит количество пролетов $n = 7$ шириной $b = 10$ метров. Т.к. $n > 6$, учитываем невозможность открытия одного затвора, поэтому добавляем еще один пролет. Принимаем: $n = 8$ шт, $b = 10$ м.

4.3 Определение отметки гребня водослива

Из формулы расхода водослива методом последовательных приближений предварительно определяем напор на гребне водослива, сначала без учета сжатия и подтопления— H_{01} , а затем с учетом сжатия и подтопления— H_{02} .

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}; \quad (4.21)$$

где $m = 0,49$ – коэффициент расхода, для профиля типа А.

$$H_{01} = \left(\frac{1229}{0,49 \cdot 70 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 4,0 \text{ м}.$$

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

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}; \quad (4.22)$$

где σ_n – коэффициент подтопления, первоначально предполагаем что подтопления водослива нет и $\sigma_n = 1,0$;

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

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi + (n-1) \cdot \xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b}; \quad (4.23)$$

где b – ширина пролета;

n – число пролетов;

ξ – коэффициент формы боковых устоев, принимаем по справочнику по гидравлическим расчетам (под ред. П.Г. Киселева. – М рис. 6 – 10,б). Принимаем $\xi = 0,7$;

ξ_0 – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане и от формы верховой грани, определяем по таблице 6 - 8: $\xi_0 = 0,45$.

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7+7 \cdot 0,45}{7} \cdot \frac{4,03}{10} = 0,96;$$

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{расч}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{1229}{0,49 \cdot 0,95 \cdot 1 \cdot 70 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 4,2 \text{ м.} \quad (4.24)$$

Напор на гребне водослива без учета скорости подхода потока к водосливу v_0 , определяем по формуле (4.25):

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot v_0^2}{2 \cdot g}; \quad (4.25)$$

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

$$v_0 = \frac{Q_{расч}}{\omega} - \text{скорость в живом сечении перед плотиной, м}^2/\text{с};$$

ω - площадь живого сечения (с учетом бычков):

$$\omega = (\nabla_{НПУ} - \nabla_{дна}) (B + (n - 1) \cdot \delta_B), \quad (4.26)$$

где δ_B – толщина быка, рассчитанная по Березинскому.

Так как $b=10$ м, толщину быка примем:

$$\delta_B = 0,3 \cdot b = 0,3 \cdot 10 = 3 \text{ м}; \quad (4.27)$$

$$v_0 = \frac{Q_p}{(\nabla_{НПУ} - \nabla_{дна}) \cdot (B + (n-1) \delta_B)}, \quad (4.28)$$

$$v_0 = \frac{1229}{(122,5 - 51,8) \cdot (70 + (7-1) \cdot 3)} = 0,20 \text{ м/с.}$$

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot v_0^2}{2 \cdot g} = 4,15 - \frac{1,1 \cdot 0,20^2}{2 \cdot 9,81} = 4,2 \text{ м.} \quad (4.29)$$

Округляем до ближайшего значения из стандартного ряда: $H_{ст} = 4,5$ м.

Отметка гребня водослива определяем по формуле:

$$\nabla_{ГВ} = \nabla_{НПУ} - H_{ст}; \quad (4.30)$$

$$\nabla_{ГВ} = 122,5 - 4,5 = 118,0 \text{ м.}$$

4.4 Проверка на пропуск проверочного расхода при поверочном расчетном случае

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

$$Q_{p. \text{ пов}} = Q_{\text{пов. max}} - Q_{\text{ГЭС}}; \quad (4.31)$$

где: $Q_{\text{ГЭС}} = (n-1) \cdot Q_{\text{ГА}};$ (4.32)

n – количество проектируемых ГА, Q_{max} – максимальный расчётный расход, с учётом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 0,01% для I класса сооружений.

$$Q_{0.01\%} = 2158 \text{ м}^3/\text{с},$$

$$Q_{p. \text{ пов}} = 2158 - (6-1) \cdot 130 = 1508 \text{ м}^3/\text{с};$$

Определяем напор над гребнем водослива при пропуске поверочного расхода:

$$H_{01 \text{ пов}} = \left(\frac{Q_{p. \text{ пов}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}; \quad (4.33)$$

где B – сумма всех пролетов, включая дополнительный.

$$H_{01 \text{ пов}} = \left(\frac{1508}{0,49 \cdot 80 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 4,2$$

Полный напор на водосливе:

$$H_{02 \text{ пов}} = \left(\frac{Q_{p. \text{ пов}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}; \quad (4.34)$$

$$H_{02 \text{ пов}} = \left(\frac{1508}{0,49 \cdot 0,95 \cdot 1 \cdot 80 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 4,4 \text{ м}.$$

Коэффициент сжатия найдем по формуле:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + 8 \cdot 0,45}{8} \cdot \frac{4,23}{10} = 0,95.$$

Скорость подхода потока к плотине:

$$v_{0 \text{ пов}} = \frac{Q_{p. \text{ пов}}}{(\nabla_{\text{ФПУ}} - \nabla_{\text{дна}}) \cdot (B + (n-1) \delta_B)}; \quad (4.35)$$

где $\nabla\Phi\PY$ – отметка форсированного подпорного уровня, предварительно эту отметку принимаем равной 123,5 м, в дальнейшем она уточнится.

$$v_{0\text{ пов}} = \frac{1508}{(123,5-51,8) \cdot (80+(8-1) \cdot 3)} = 0,21 \text{ м/с.}$$

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

$$H_{\text{пов}} = H_{02\text{ пов}} - \frac{\alpha \cdot v_{0\text{ пов}}^2}{2 \cdot g}, \quad (4.36)$$

$$H_{\text{пов}} = 4,36 - \frac{1,1 \cdot 0,21^2}{2 \cdot 9,81} = 4,4 \text{ м.}$$

Определяем расчётную отметку форсированного уровня:

$$\nabla\Phi\PY_p = \nabla\Gamma\text{В} + H_{\text{пов}}; \quad (4.37)$$

$$\nabla\Phi\PY_p = 118,0 + 4,4 = 122,4 \text{ м.}$$

$$\nabla\Phi\PY > \nabla\Phi\PY_p = 123,5 \text{ м} > 122,4 \text{ м.} \quad (4.38)$$

Расчётная отметка $\nabla\Phi\PY_p$ оказалась меньше заданной, следовательно, $\nabla\Phi\PY = 123,5$ метров.

4.5 Построение профиля водосливной грани

Отметка верха быка вычисляем по формуле:

$$\nabla\Gamma\text{Б} = \nabla\Gamma\text{В} + 1,6 \cdot H_{\text{ст}}; \quad (4.39)$$

$$\nabla\Gamma\text{Б} = 118,0 + 1,6 \cdot 4,5 = 125,2 \text{ м.}$$

Проектную отметку гребня плотины устанавливаем по отметке грунтовой плотины: $\nabla\Gamma\Gamma\Pi = 126,8$ м.

Координаты оголовка без вакуумного водослива приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Координаты оголовка

$x/H_{\text{проф}}$	$y/H_{\text{проф}}$	x	y
0	0,126	0	0,567
0,1	0,036	0,45	0,162
0,2	0,007	0,9	0,0315
0,3	0	1,35	0

Окончание таблицы 4.1

$x/H_{\text{проф}}$	$y/H_{\text{проф}}$	x	y
0,4	0,006	1,8	0,027
0,6	0,06	2,7	0,27
0,8	0,146	3,6	0,657
1	0,256	4,5	1,152
1,5	0,661	6,75	2,9745
2	1,235	9	5,5575
2,5	1,98	11,25	8,91
3	2,824	13,5	12,708
3,5	3,818	15,75	17,181
4	4,938	18	22,221

По табличным данным строим кривую, рисунок 4.2.

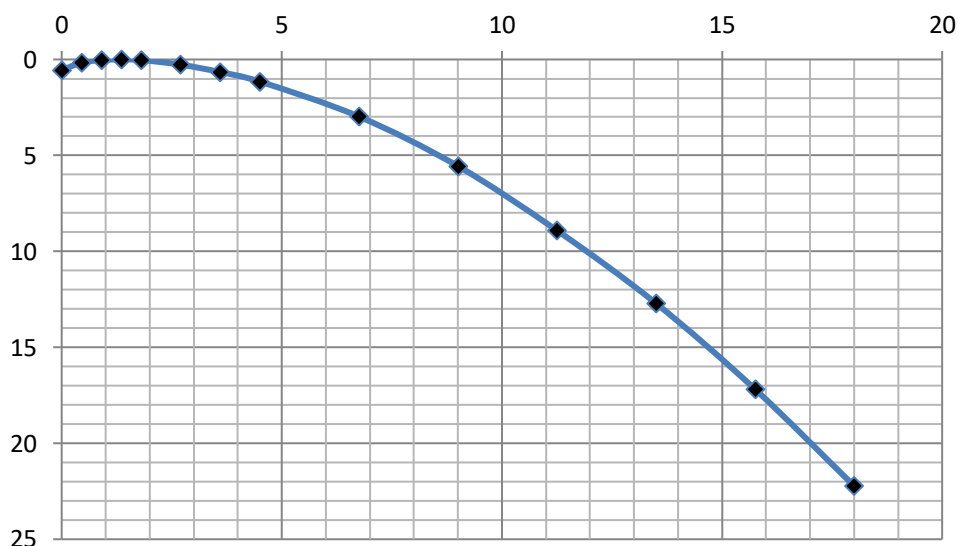


Рисунок 4.2 – Оголовок водосливной плотины

4.6 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

Определим параметры гидравлического прыжка.

Критическая глубина:

$$h_{\text{кр}} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{(B + (n-1)\delta_B)^2 g}}; \quad (4.40)$$

$$h_{\text{кр}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 1229^2}{(80 + (8-1) \cdot 3)^2 \cdot 9,81}} = 2,55 \text{ м.}$$

Вычисляем полную удельную энергию в сечении перед водосливом по формуле:

$$T_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}}; \quad (4.41)$$

$$T_0 = 122,5 - 51,8 = 70,7\text{м.}$$

Определяем отношение:

$$\xi_{T0} = \frac{h_{кр}}{T_0}, \quad (4.42)$$

и определяем значение коэффициента скорости φ в зависимости от длины сливной грани по таб. 9 -10, (справочника по гидравлическим расчетам / под ред. П.Г. Киселева. – М.)

$$\xi_{T0} = \frac{h_{кр}}{T_0} = \frac{70,7}{2,55} = 27,71. \quad (4.43)$$

Принимаем, что длина сливной грани – большая, коэффициент скорости $\varphi = 0,90$.

По графику М.Д. Чертоусова рисунок 9.55, (справочника по гидравлическим расчетам / под ред. П.Г. Киселева. – М) в зависимости от коэффициента скорости φ и ξ_{T0} определим:

$$\xi_c = 0,15;$$

$$\xi''_c = 3,6;$$

Вычисляем сопряжение глубины:

$$h'_c = \xi_c \cdot h_{кр}; \quad (4.44)$$

$$(4.45) \quad h''_c = \xi''_c \cdot h_{кр};$$

$$h'_c = 0,15 \cdot 2,6 = 0,4\text{м,}$$

$$h''_c = 3,6 \cdot 2,6 = 9,2\text{м.}$$

Сопоставляем $h_{НБ}$ и h''_c , определяем форму сопряжения бьефов:

$9,18 > 3,16$ значит, прыжок отогнан, нужны гасители энергии.

4.7 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи

Дальность отлета струи от плотины до входа в воду нижнего бьефа вычисляем по формуле:

$$L = k_a \cdot Z_H \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{Z_0}{Z_H} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha}} \right); \quad (4.46)$$

где k_a – коэффициент аэрации потока, можно определить, зная число Фруда:

$$Fr = \frac{v_H^2}{g \cdot h_H}; \quad (4.47)$$

где v_H – скорость потока на носке, h_H – высота потока воды на носке.

$$v_H = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_H}; \quad (4.48)$$

$$h_H = \frac{q}{v_H}; \quad (4.49)$$

где q – удельный расход на водосливе.

$$q = \frac{Q_p}{B + n \cdot \delta_B}; \quad (4.50)$$

$$q = \frac{1229}{80 + 7 \cdot 3} = 12,17 \text{ м}^2/\text{с};$$

$$Z_0 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБ} = 122,5 - 54,4 = 68,1 \text{ м}; \quad (4.51)$$

$$Z_H = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{носка} = 122,5 - 57,4 = 65,1 \text{ м}; \quad (4.52)$$

$$v_H = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_H} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 65,1} = 32,17 \text{ м/с}; \quad (4.53)$$

$$h_H = \frac{q}{v_H} = \frac{12,17}{32,17} = 0,4 \text{ м}; \quad (4.54)$$

$$Fr = \frac{v_H^2}{g \cdot h_H} = \frac{32,17^2}{9,81 \cdot 0,38} = 278,95. \quad (4.55)$$

Число Фруда $Fr = 278,95 > 35$, принимаем $k_a = 0,8$.

Вычисляем дальность отлета струи:

$$L = k_a \cdot Z_H \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{Z_0}{Z_H} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha}} \right); \quad (4.56)$$

$$L = 0,8 \cdot 65,1 \cdot 0,9^2 \cdot \sin 60 \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{68,1}{65,1} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0,9^2 \cdot \sin^2 30}} \right) = 77,0 \text{ м}.$$

Безопасное расстояние отлета струи составляет:

$$L > 0,4 \cdot Z_0, \quad (4.57)$$

$$77,0 > 0,4 \cdot 68,1 = 27,3.$$

Глубину ямы размыва вычисляем по формуле:

$$h_{\text{раз}} = t - h_{\text{НБ}}, \quad (4.58)$$

где $t = \nabla_{\text{НБ}} - \nabla_{\text{дна}}$ ямы размыва, определяем по формуле:

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{НБ}}}{d}} \cdot h_{\text{Н}}; \quad (4.59)$$

где d – средняя крупность отдельностей в скале, принимаем $d = 1$ м.

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{278,95}) \cdot \sqrt{278,95} \cdot \sqrt[4]{\frac{3,16}{1}} \cdot 0,38 = 16,33.$$

Глубина ямы размыва:

$$h_{\text{раз}} = t - h_{\text{НБ}} = 16,33 - 3,16 = 13,2 \text{ м.} \quad (4.60)$$

Расстояние от плотины до центра ямы размыва определяем по формуле:

$$L_1 = L + \frac{t}{\text{tg} a_1}; \quad (4.61)$$

где $\text{tg} a_1$ – угол входа струи в воду,

$$\text{tg} a_1 = \sqrt{\text{tg}^2 a + \frac{2 \cdot g \cdot (0,5 \cdot h_{\text{Н}} \cdot \cos a + a - h_{\text{НБ}})}{v_{\text{Н}}^2 \cdot \cos^2 a}}; \quad (4.62)$$

где a – высота уступа над дном,

$$a = \nabla_{\text{носка}} - \nabla_{\text{дна}} = 57,4 - 51,8 = 5,6 \text{ м;} \quad (4.63)$$

$$\text{tg} a_1 = \sqrt{\text{tg}^2 30 + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 0,38 \cdot \cos 30 + 5,6 - 3,16)}{32,17^2 \cdot \cos^2 30}} = 0,63.$$

Расстояние от плотины до центра ямы размыва:

$$L_1 = L + \frac{t}{\text{tg} a_1} = 77,0 + \frac{16,33}{0,63} = 102,9 \text{ м.} \quad (4.64)$$

Длину горизонтального участка ямы размыва вдоль течения на уровне размывтого русла определяем:

$$b_p = 2,5 \cdot h_{кр} + 3,7 \cdot h_{раз} = 2,5 \cdot 2,6 + 3,7 \cdot 13,2 = 55,1 \text{ м}, \quad (4.65)$$

по дну ямы размыва – равна $2,5 \cdot h_{кр} = 6,4 \text{ м}$.

4.8 Конструирование плотины

4.8.1 Определение ширины подошвы плотины

Гравитационную бетонную плотину на скальном основании конструируем, с вертикальной напорной гранью и без фундаментной плиты, так как несущая способность скального основания достаточно высокая. По этим причинам оптимальный теоретический профиль плотины – прямоугольный треугольник с вершиной в отметке НПУ. Прочность и устойчивость плотины на сдвиг по скальному основанию обеспечивается при

$$\frac{B}{h} = 0,65 \div 0,7. \quad (4.66)$$

Заложение низовой грани принимаем равной 0,7.

Высота плотины h равна:

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}}, \quad (4.67)$$

$$\text{где } \nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - 3 \text{ м} = 51,8 - 3 = 48,8 \text{ м}, \quad (4.68)$$

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 122,5 - 48,8 = 73,7 \text{ м}. \quad (4.69)$$

$$B = 0,7 \cdot h = 0,7 \cdot 73,7 = 51,6 \text{ м}. \quad (4.70)$$

4.8.2 Разрезка бетонной плотины швами

Бетонная плотина разрезается по длине постоянными швами на отдельные секции. В плотинах скальных основаниях устройство этих швов обеспечивает свободное развитие температурных и усадочных деформаций и поэтому они называются температурно-усадочными (в отличие от температурно-осадочных на нескальных основаниях). Эти швы, как правило, располагают на равных расстояниях по длине плотины, зависящих от климатических условий и температурного режима плотины в период эксплуатации, принимаем 13 м. Расположение швов увязывается со строительными условиями и расположением отверстий в плотине (чтобы не перерезать отверстий), а также с разрезкой на блоки бетонирования.

4.8.3 Быки

Оголовок быка выполняется полукруглым. Толщину принимаем 3 м, быки разрезные. Головная часть быка имеет обтекаемую в плане форму. Пазы рабочих затворов располагают на линии гребня водослива, быки при этом выдвигаются в верхний бьеф.

Величина паза ремонтного затвора 0,8м, рабочего 1 м.

4.8.4 Устой

Устраиваем разделительный устой, задачей которого является защита потока в НБ за зданием ГЭС от сбойных течений, и сопрягающие, устраиваемые для сопряжения водосливной плотины с грунтовой. С верховой стороны продольной стенки устоя устраиваем диафрагму (шпору) длиной $0,6 \cdot H_{\text{расчетный}}$

$$0,6 \cdot 60 = 36\text{м.}$$

Высоту устоя принимаем 30м.

4.8.5 Дренаж тела бетонной плотины

Вдоль напорной грани плотин следует предусматривать устройство дренажа в виде вертикальных скважин, имеющих выходы в продольные галереи.

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

$$a_{\text{др}} \geq \frac{Nd \cdot \gamma_n}{I_{\text{кр},m}}, \quad (4.71)$$

где Nd – напор над расчетным сечением = 70,3м,

$\gamma_n = 1,25$ – коэффициент надежности по ответственности сооружения,

$I_{\text{кр},m} = 25$ – критический средний градиент напора для бетона плотины.

Расстояние от напорной грани до вертикальной дренажной скважины принимаем 3,5м, диаметр скважины принимаем равным 0,2 м.

$$a_{\text{др}} = \frac{70,32 \cdot 1,25}{25} = 3,5\text{м,}$$

$$a_{\text{др}} = 3,5\text{м.}$$

4.8.6 Галереи в теле плотины

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи. Смотровая галерея, размером 2 x 2,5 м, расположена через 12 м по высоте от буровой галереи, устраиваемой для цементации.

Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания и строительных швов плотины, создания и восстановления вертикального дренажа, следует принимать минимальными, но при этом обеспечивающими провоз и работу бурового, цементационного и другого оборудования. Поэтому устраиваем галерею цементационной завесы и дренажную галерею, их размеры из практических рекомендаций принимаем с учетом работающей техники.

4.9 Назначение размеров основных элементов плотины

Бетонные водосбросные плотины на скальном основании имеют следующие основные элементы: водосливную грань, быки и устои, деформационные швы и их уплотнения, водобой и рисберму, противофильтрационные устройства (зубья, противофильтрационные завесы), дренажи в теле плотины и в основании.

4.9.1 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины

Конструирование цементационной завесы.

Расстояние от напорной грани до центра завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1) \cdot B_{\text{п}}, \quad (4.72)$$

где $B_{\text{п}}$ - ширина подошвы плотины,

$$l_1 = 0,1 \cdot 51,6 = 5,2 \text{ м.}$$

Расстояние от правой границы цементационной завесы до центра дренажа l_2 примем равным 4 м.

Глубина цементационной завесы:

$$h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,8) \cdot H_{\text{max}} = 0,5 \cdot 70,3 = 35,2 \text{ м,} \quad (4.73)$$

$$\text{где } H_{\text{max}} = \nabla \text{НПУ} - h_{\text{НБmin}} = 122,5 - 52,2 = 70,3 \text{ м.} \quad (4.74)$$

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{\Delta H}{J_{\text{кр}}} \cdot \gamma_h, \quad (4.75)$$

где ΔH – потери напора на завесе,
 $J_{кр} = 15$ – критический градиент для завесы;
 $\gamma_h = 1,25$ – коэффициент надёжности.

$$\Delta H = H_d - H_{ас} = 70,3 - 0,4 \cdot 70,3 = 42,2 \text{ м}, \quad (4.76)$$

где $H_d = \nabla_{НПУ} - \nabla_{НБ\text{min}} = 122,5 - 52,2 = 70,3 \text{ м}.$ (4.77)

$$H_{ас} = 0,4 \cdot 70,3 = 28,1 \text{ м}.$$

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_{зав} = \frac{\Delta H}{J_{кр}} \cdot \gamma_h = \frac{42,2}{15} \cdot 1,25 = 3,5 \text{ м}. \quad (4.78)$$

Глубина дренажа:

$$h_{др} = 0,7 \cdot h_{зав} = 0,7 \cdot 35,2 = 24,6 \text{ м}. \quad (4.79)$$

Диаметр дренажных скважин принимаем 0,2 м с шагом 3 м.

4.10 Определение основных нагрузок на плотину

Расчёты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняют для основного сочетания нагрузок и воздействий. В состав основного сочетания входят нагрузки постоянные, временные, длительные и кратковременные.

4.10.1 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения, а также точка приложения равнодействующей силы $G_{пл}$ определяются в программе AutoCad.

$$S_{пл} = 1753,12 \text{ м}^2$$

Вес 1п.м. водосливной части плотины:

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot \rho_b}{b + \delta_b} = \frac{1753,12 \cdot 10 \cdot 24}{10 + 3} = 32365,23 \text{ кН/м}, \quad (4.80)$$

где $S_{пл}$ - площадь поперечного сечения плотины;
 b - ширина пролета;
 δ_b - толщина быка;
 ρ_b - плотность бетона.

Вес быка и точка его приложения:

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_6 \cdot \rho_6}{b + \delta_6} = \frac{2457,88 \cdot 3 \cdot 24}{10 + 3} = 13612,89 \text{ кН/м.} \quad (4.81)$$

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

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g, \quad (4.82)$$

где f - площадь затвора:

$$f = (\nabla \text{ФПУ} - \nabla \text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (123,5 - 118,0 + 0,5) \cdot 10 = 60 \text{ м}^2. \quad (4.83)$$

Таким образом:

$$Q_3 = 0,055 \cdot 60 \cdot \sqrt{60} \cdot 9,81 = 250,8 \text{ кН.}$$

Величина силы давления воды на затвор:

$$P_3 = \rho_w \cdot g \cdot (\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ГВ})^2 \cdot 0,5 \cdot b, \quad (4.84)$$

$$P_3 = 1000 \cdot 9,81 \cdot (122,5 - 118,0)^2 \cdot 0,5 \cdot 10 = 99326,3 \text{ кН.}$$

Вес затвора приводится к 1 п.м:

$$q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{250,8}{10 + 3} = 19,3 \text{ кН/м.} \quad (4.85)$$

4.10.2 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:
с верхнего бьефа и нижнего бьефа:

$$T_{B1} = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2}, \quad (4.86)$$

$$T_{B1} = \frac{1 \cdot 9,81 \cdot 73,7^2}{2} = 266442,44 \text{ кН/м,}$$

где $h_1 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{Под} = 122,5 - 48,8 = 73,7 \text{ м};$
(4.87)

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1 \cdot 9,81 \cdot 3,4^2}{2} = 55,95 \text{ кН/м,} \quad (4.88)$$

где $h_2 = \nabla_{УНБ_{\min}} - \nabla_{\text{под}} = 52,2 - 48,8 = 3,4\text{ м}.$ (4.89)

4.10.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Сила взвешивающего давления:

$$W_{\text{взв}} = S_{\text{эп}} \cdot \rho_w \cdot g = 175,44 \cdot 1 \cdot 9,81 = 1721,07 \text{ кН/м}. \quad (4.90)$$

4.10.4 Сила фильтрационного давления

Фильтрационное давление:

$$W_{\text{ф}} = S_{\text{эп}} \cdot \rho_w \cdot g = 663,75 \cdot 1 \cdot 9,81 = 6511,36 \text{ кН/м}. \quad (4.91)$$

4.10.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_{\text{н}} = \gamma_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}} \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{н}}}{2} \right); \quad (4.92)$$

где $\gamma_{\text{н}} = 11 \text{ кН/м}^3$ - удельный вес наносов во взвешенном;
 $h_{\text{н}} = 5\text{ м}$ - толщина слоя наносов;
 $\varphi_{\text{н}} = 20^\circ$ - угол внутреннего трения наносов.

$$p_{\text{н}} = \gamma_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}} \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{н}}}{2} \right) = 11 \cdot 5 \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 26,97 \text{ кН/м}^2. \quad (4.93)$$

Равнодействующая давления наносов на 1 п. м:

$$E_{\text{н}} = \frac{p_1 \cdot h_{\text{н}}}{2} = \frac{26,97 \cdot 5}{2} = 67,41 \text{ кН}. \quad (4.94)$$

4.10.6 Волновое давление

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

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot \rho_0 \cdot g \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (4.95)$$

$$h_0 = \frac{\pi h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 1,75^2}{20,68} = 0,47 \text{ м}; \quad (4.96)$$

$$W_{\text{волн}} = 59,7 \text{ кН/м}.$$

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

$$\gamma_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} \cdot h_{1\%} = \frac{20,68}{6,28} - \frac{3}{8} \cdot 1,75 = 2,63\text{м.} \quad (4.97)$$

Плечо силы относительно оси вращения моментов:

$$\gamma_{\text{волн}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} - \gamma_c = 122,5 - 48,8 - 2,63 = 71,07\text{м.} \quad (4.98)$$

4.11 Расчёт прочности плотины

4.11.1 Определение напряжений

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

В расчёте плотины принимаются сжимающие напряжения со знаком «-», растягивающие – со знаком «+», (таблица 4.2).

Таблица 4.2 - Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	γ_f	Направление силы	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
T_B	1,0	→	26642,44	24,57	654604,74
T_H	1,0	←	55,95	-1,13	-63,23
G_6	0,95	↓	12932,25	-9,17	-118588,71
$G_{\text{пл}}$	0,95	↓	30746,97	-8,61	-264731,41
$W_{\text{взв}}$	1,0	↑	1721,07	0,00	0,00
W_{ϕ}	1,0	↑	6511,36	-12,94	-84257,04
E_H	1,2	→	80,90	1,67	135,10
$W_{\text{волн}}$	1,0	→	59,74	71,07	4245,69
q_3	0,9	↓	17,36	-23,27	-403,97
ΣM , кН·м			190941,17		
$\Sigma W_{\text{гориз}}$, кН			26727,13		

$\Sigma W_{\text{верт}}, \text{кН}$	35464,15
-------------------------------------	----------

Расчёт краевых напряжений в горизонтальном сечении, проходящем через подошву плотины (при расчете на 1 погонный метр длины):

Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_{\text{п}}} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B_{\text{п}}^2}; \quad (4.99)$$

где $N = 35464,15 \text{ кН}$ – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;
 $M = 190941,17 \text{ кН}\cdot\text{м}$ – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;
 $B_{\text{п}} = 51,6 \text{ м}$ – ширина подошвы плотины.

$$\sigma_y^u = -\frac{35464,15}{51,6} + \frac{6 \cdot (190941,17)}{51,6^2} = -256,98 \text{ кН/м}^2.$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_v \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (4.100)$$

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

$$H_d^u = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 122,5 - 48,8 = 73,7 \text{ м}; \quad (4.101)$$

$$m_u = \text{tg } \alpha_1; \quad (4.102)$$

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

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_v \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (4.103)$$

$$\sigma_x^u = -256,98 \cdot 0 - 10 \cdot 73,7 \cdot 1 = -737.$$

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_v \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0; \quad (4.104)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_v \cdot H_d^u \cdot m_u^2, \quad (4.105)$$

$$\sigma_1^u = -256,98 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 73,7 \cdot 0 = -256,98 \text{ кН/м}^2.$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_v \cdot H_d^u = -10 \cdot 73,7 = -737,00 \text{ кН/м}^2. \quad (4.106)$$

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_n} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{B_n^2} = -\frac{35464,15}{51,6} - \frac{6 \cdot (190941,17)}{51,6^2} = -1117,87 \text{ кН/м}^2, \quad (4.107)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_B \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2), \quad (4.108)$$

$$\sigma_x^t = -1117,87 \cdot 0,7^2 - 10 \cdot 3,4 \cdot (1 - 0,7^2) = -564,98 \text{ кН/м}^2.$$

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_B \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t, \quad (4.109)$$

$$\tau_{xy}^t = -(10 \cdot 3,4 - 1117,87) \cdot 0,7 = 758,87 \text{ кН/м}^2.$$

$$\sigma_1^t = -33,78 \text{ кН/м}^2; \quad (4.110)$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_B \cdot H_d^t \cdot m_t^2, \quad (4.111)$$

$$\sigma_3^t = -1117,87 \cdot (1 + 0,7^2) + 10 \cdot 3,4 \cdot 0^2 = -1649,08 \text{ кН/м}^2.$$

4.11.2 Критерии прочности плотины

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

Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (4.112)$$

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

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок $\gamma_{lc} = 1$;

γ_{cd} – коэффициент условий работы $\gamma_{cd} = 0,9$;

$$R_b = \frac{1,25 \cdot (-737)}{0,9} = 1023,6 \text{ кН/м}^2.$$

Для бетона класса В5 с расчётным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 2800 \text{ кН/м}^2$ условие выполняется.

На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma'_y < 0. \quad (4.113)$$

В зоне верховой грани плотины:

$$(4.114) \quad |\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_B \cdot H_d^u$$

$$299,9 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} > 184,25 \text{кН/м}^2.$$

Все условия выполняются, а значит, сооружение удовлетворяет условиям прочности.

4.11.3 Обоснование устойчивости плотины

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

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (4.115)$$

где γ_n - коэффициент надежности по ответственности сооружения;
 γ_{lc} - коэффициент сочетания нагрузок;
 γ_c - коэффициент условий работы;
 R - расчетное значение обобщенной несущей способности;
 F - сдвигающая сила.

$$(4.116) \quad R = G_{пл} + G_6 + q_3 - W_\phi - W_{взв} = 35464,15 \text{ кН},$$

$$(4.117) \quad F = T_B - T_H + W_{волн} + E_H = 26727,13 \text{ кН}.$$

Расчет устойчивости сооружения на скальном основании следует проводить по схеме плоского сдвига для поверхностей сдвига, проходящих по:

а) трещинам в массиве основания $\gamma_c = 1,0$.

$$\frac{35464,15 \cdot 1,0}{26727,13 \cdot 1,0} \geq 1,25; \quad (4.118)$$

$$1,33 \geq 1,25. \quad (4.119)$$

Условие выполняется. Плотина устойчива.

б) контакту бетон - скала и в массиве основания частично по трещинам, частично по монолиту $\gamma_c = 0,95$.

$$\frac{35464,15 \cdot 0,95}{26727,13 \cdot 1,0} \geq 1,25; \quad (4.120)$$

$$1,26 \geq 1,25. \quad (4.121)$$

Условие выполняется. Плотина устойчива.

4.12 Выбор материала для грунтовой плотины и назначение поперечного профиля

Противофильтрационные устройства предусматривают в целях уменьшить расход через сооружение, заглубить кривую депрессии для повышения устойчивости низового откоса и для предотвращения фильтрационных деформаций грунта в теле плотины.

На скальных основаниях можно возводить практически все типы плотин.

Для возведения грунтовых плотин используют строительные материалы, имеющиеся в карьерах вблизи створа гидроузла. В связи с отсутствием карьеров близ Алапаевской ГЭС, возможно строительство каменной плотины, тело которой выполнено из крупнозернистого материала (горная масса).

Диафрагма – вертикальные стенки в грунте, в качестве противофильтрационного устройства предусматривается асфальтобетонная диафрагма. Широкое применение получили асфальтобетонные диафрагмы и стены в грунте. На прочность и деформационные свойства асфальтобетонных диафрагм оказывает содержание битума, которого должно быть не менее 6-10%, так как при дальнейшем уменьшении битума резко возрастает коэффициент фильтрации.

Скорость деформации асфальтобетона соответствует скорости деформации каменной наброски, что является положительным фактором.

Применение асфальтобетонных диафрагм возможно при температурах до -50°C . Самая низкая температура, зафиксированная в районе Алапаевской ГЭС -28°C , что позволяет отдать предпочтение асфальтобетонной диафрагме.

Предварительная толщина диафрагмы определяется по формуле:

$$t = a + 0.008 \cdot H, \quad (4.122)$$

где a - толщина диафрагмы поверху,
 H -напор в рассматриваемом сечении диафрагмы.

$$a=(0,4-0,5)\text{м}, \text{ принимаем } 0,5\text{м}.$$

$$H = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{УНБ} = 122,5 - 64,3 = 58,2\text{м}, \quad (4.123)$$

$$t = 0,5 + 0.008 \cdot 58,2 = 1\text{м}.$$

Ширина подошвы плотины рассчитывается по формуле:

$$B=b+H_{\text{п}} \cdot m_1+H_{\text{п}} \cdot m_2, \quad (4.124)$$

где b – ширина гребня, назначаемая в зависимости от класса автомобильной дороги, прокладываемой по гребню,

m_1 – заложение верхового откоса,

m_2 – заложение низового откоса.

Заложение откосов в плотине определяется характеристиками грунтов, тела плотины и основания, высотой плотины и типом противофильтрационных устройств. Для каменных плотин $m_1=1,4$; $m_2=1,3$; отношение ширины подошвы к напору $B/H_{\text{п}}=2,5-2,8$.

Принимаем категорию дороги V, ширина земляного полотна которой равна 8,0м.

$$H_{\text{п}} = \nabla_{\text{ГГП}} - \nabla_{\text{под}}, \quad (4.125)$$

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - 1,5 \div 3 \text{ м}, \quad (4.126)$$

$$\nabla_{\text{под}} = 51,8 - 3 = 48,8 \text{ м.}$$

$$H_{\text{п}} = 126,8 - 48,8 = 78 \text{ м.}$$

$$B = 8 + 78 \cdot 1,4 + 78 \cdot 1,3 = 218,6 \text{ м.}$$

5 Организация и производство гидротехнических работ

5.1 Гидрологические данные

Максимальные расчетные расходы:

$$Q_{\text{основной}} = 1879 \text{ м}^3/\text{сек};$$

$$Q_{\text{поверочный}} = 2158 \text{ м}^3/\text{сек}.$$

Зависимость между расходами реки и уровнями в створе сооружения представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 - Зависимость между расходами реки и уровнями в створе

Расход, м ³ /с	0	214,3	428,6	642,9	857,1	1071,4	1285,7	1500,0	1714,3
Уровень, м	51,8	52,1	52,5	52,9	53,3	53,6	54,0	54,4	54,7

Значения максимальных расходов соответствующей обеспеченности приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 - Значения максимальных расходов различной обеспеченности

P, %	0,01	0,1	0,5	1	2	3	5	10
Q _{стр}	2158	1879	1747	1584	1507	1478	1405	1233

Гидрограф представлен на рисунке 5.1

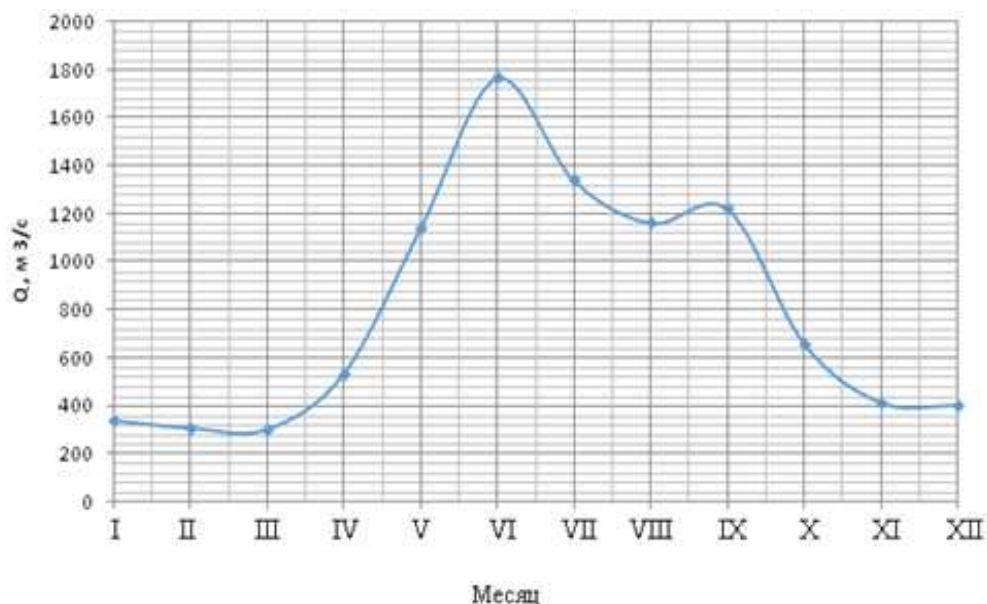


Рисунок 5.1 – Гидрограф в районе гидроузла

5.2 Компонировка гидроузла и состав сооружений

В состав сооружений напорного фронта Алапаевской ГЭС входит: левобережная грунтовая плотина, бетонная водосливная, водораздельный устой, стационарная плотина, а также правобережная грунтовая плотина. Здание

ГЭС запроектировано приплотинного типа. Компоновка – русловая. Принципиальная компоновочная схема:

Бетонные водосливная и станционная части, с глухими грунтовыми платинами и приплотинное здания ГЭС.

Напорный фронт состоит из водосливной части плотины длиной 104 м; станционной части 127,8 м; левобережной и правобережной грунтовых частей длиной 234 и 565 м соответственно. Высота плотины составляет 78м.

Пропуск строительных расходов для данной компоновочной схемы осуществляем в две очереди:

5.3 Организация строительства

5.3.1 Периоды и этапы возведения сооружений и схема пропуска строительных расходов на различных этапах

Так как высота плотины более 40 м принимаем русловую компоновку с приплотинным зданием ГЭС.

При русловой компоновке: все бетонные сооружения гидроузла (плотина, здание ГЭС) располагают в естественном русле реки, но здание ГЭС выносится за плотину.

Пропуск строительных расходов осуществляем методом секционирования русла. Расчет секционированного русла будем выполнять в два этапа. На первом этапе выполним расчет пропуска строительных расходов через стесненное русло, а на втором – через недостроенные донные отверстия.

Общую продолжительность подготовки и строительства сооружений делим на 3 отдельных периода:

период – подготовительный. Задача подготовительного периода – подготовка строительства к ведению работ по основным сооружениям. Сюда входит строительство транспортных, энергетических и всех других инженерных коммуникаций, определенной части жилпоселка и других сооружений. По продолжительности этот период охватывает время от начала строительства до начала работ по возведению основных сооружений. В этот период должны быть закончены строительством основные объекты производственной базы. Часть сооружений может быть построена параллельно с началом основных работ, если это не сдерживает намеченную интенсивность работ;

период – основной. Задача этого периода – возведение основных сооружений в объеме, необходимом для пуска объекта на полную мощность. По продолжительности этот период охватывает время от начала работ в котловане основных сооружений до пуска объекта во временную эксплуатацию;

период – заключительный. Задача этого периода – подготовка и сдача объекта в постоянную промышленную эксплуатацию. По продолжительности этот период охватывает время от пуска объекта во временную эксплуатацию до

приемки объекта государственной приемочной комиссией в постоянную эксплуатацию.

Строительство в основном периоде разбито на 5 этапов:

I этап – возведение сооружений, необходимых для перекрытия русла;

II этап – перекрытие русла;

III этап – наращивание сооружений до отметок, необходимых для начала наполнения водохранилища;

IV этап – наполнение водохранилища до отметок пуска первых агрегатов;

V этап – наращивание сооружений и наполнение водохранилища до проектных отметок с последовательным поочередным пуском всех агрегатов.

5.3.2 I этап - возведение сооружений, необходимых для перекрытия русла

Строительство плотины начинается с перекрытия русла реки, создания котлована, в котором возводится водосливная плотина, отдельный устой, левобережная грунтовая плотина. Все бетонные сооружения будут возводиться в одном осушенном котловане, т.к. ширина русла реки значительна. Пропуск расхода на данном этапе осуществляется через стесненное русло реки со стороны левого берега.

Для создания котлована, в котором будут производиться основные работы по возведению сооружения, необходимо возвести грунтовые перемычки.

Часть русла, перекрытая перемычками, составляет 40 % ширины русла в створе.

Основные строительные работы I этапа:

- возведение верховой, продольной и низовой перемычек;
- откачка воды из котлована первой очереди;
- бетонирование тела водосбросной плотины до $\nabla 59,0$ м. с организацией донных отверстий в секциях № 20-27;
- возведение левобережной грунтовой плотины;
- врезка в скалу с левого берега;
- устройство глубокой цементационной завесы $H_{зав} = 35,2$ м;
- бурение дренажных скважин в основании плотины $H_{др} = 24,6$ м;
- монтаж затворов для донных отверстий и необходимого на этом этапе гидромеханического оборудования водосливной плотины.

Расчет пропуска строительных расходов через стесненное русло (I очередь), цель расчета – обеспечить безопасный пропуск строительных расходов и определить оптимальные размеры перемычек.

Перемычки относятся к временным сооружениям, для Алапаевской ГЭС в соответствии с СП 58.13330.2012 п 8.30 IV класса капитальности. Ежегодную расчетную вероятность превышения расчетных максимальных расходов воды при сроке эксплуатации перемычек до 10-х лет принимаем равной –10% .

Значения максимальных расходов соответствующей обеспеченности, рассчитанные ранее в курсовой работе по ИВЭ, приведены в таблице 5.1.

По данным таблицы 5.2 расчетный строительный расход 10% обеспеченности составляет $Q_{10\%} = 1233 \text{ м}^3/\text{с}$, при этом $\nabla \text{УВ} (Q_{10\%}) = 53,9 \text{ м}$ (∇ дна реки 51,8м, глубина воды в реке равна 2,1 м.)

$$\nabla \text{УВ} - \nabla \text{дна} = 53,9 - 51,8 = 2,1 \text{ м.} \quad (5.1)$$

Отметки гребней продольной и верховой перемычек напрямую зависит от повышения уровня воды перед верховой перемычкой.

Бытовую скорость воды в реке можно определить по формуле:

$$V_0 = \frac{Q_{\text{стр}}}{w_0}, \quad (5.2)$$

где w_0 - площадь поперечного сечения русла реки до стеснения при $Q_{\text{стр}}$.

$$w_0 = B_0 \cdot h_0 = 527,2 \cdot 2,1 = 1107,2 \text{ м}^2, \quad (5.3)$$

$$V_0 = \frac{Q_{\text{стр}}}{w_0} = \frac{1233}{1107,2} = 1,1 \frac{\text{м}}{\text{с}}. \quad (5.4)$$

В основании залегает граносиенит (скала) принимаем 60% от B_0

$$B_{\text{сж}} = 0,6 \cdot B_0 = 0,6 \cdot 527,2 = 316,3 \text{ м}, \quad (5.5)$$

$$W_c = B_{\text{сж}} \cdot h_0 = 316,3 \cdot 2,1 = 664,3 \text{ м}^2, \quad (5.6)$$

$$V_c = \frac{Q_{\text{стр}}}{w_c} = \frac{1233}{664,3} = 1,9 \text{ м/с}. \quad (5.7)$$

где $V_c = 1,9 < 3 \text{ м/с}$ (допустимая скорость по условиям судоходства).

Следовательно в период строительства можно осуществлять судоходства, для грунтов основания скала допустимая не размывающая скорость русла реки составляет 22м/с, размыва русла не происходит.

Значение повышения уровня воды перед верховой перемычкой можно вычислить по формуле:

$$Z = \frac{1}{\varphi^2} \cdot \frac{V_c^2}{2 \cdot g} - \frac{V_0^2}{2 \cdot g}, \quad (5.8)$$

где φ – коэффициент скорости, для трапецеидальных перемычек

$\varphi = 0,8 - 0,85$, принимаем φ равным 0,85;

V_0 – бытовая скорость воды в реке;

V_c – бытовая скорость воды в реке и скорость потока в суженном русле.

$$Z = \frac{1}{\varphi^2} \cdot \frac{V_c^2}{2 \cdot g} - \frac{V_0^2}{2 \cdot g} = \frac{1}{0,85^2} \cdot \frac{1,9^2}{2 \cdot 9,81} - \frac{1,1^2}{2 \cdot 9,81} = 0,19. \quad (5.9)$$

Отметки гребней продольной и ∇ ГВП верховой перемычек I очереди можно определить по формулам:

для верховой перемычки:

$$\nabla \text{ ГВП } H_{\text{вп}} = \nabla \text{ УВ } + Z + d = 53,9 + 0,19 + 3,37 = 57,5\text{м}, \quad (5.10)$$

где d – превышение гребня над расчетным уровнем, приняли по формуле (4.3);
 Z – значения повышения уровня воды;

для низовой перемычки:

$$\nabla \text{ ГНП } = \nabla \text{ УВ } + a = 53,9 + 0,5 = 54,4\text{м}, \quad (5.11)$$

где a – конструктивный запас, принимаемый равным 0,5 м.

По плану определяем длины верховой перемычки L_v и продольной перемычки $L_{\text{п}}$: ($L_v = 650$ м, $L_{\text{п}} = 200$ м).

Положение перемычек при секционировании русла определяем по границам включенных в котлован сооружений с учетом дополнительных площадок (от основания перемычки до бровки котлована) размером:

- до продольной перемычки – 10 м;
- до поперечных перемычек – 20 м.

Дополнительные площадки необходимы для правильной и безопасной организации работ в котловане.

5.3.2.1 Определяем тип и конструкцию перемычек

Принимаем тип перемычек каменно-земляные, с шириной по гребню 10 м. Низовой откос для перемычек 1:2, верховой 1:1.5. Поперечное сечение верховой и продольной перемычки представлено на рисунке 5.2, низовой на рисунке 5.3.

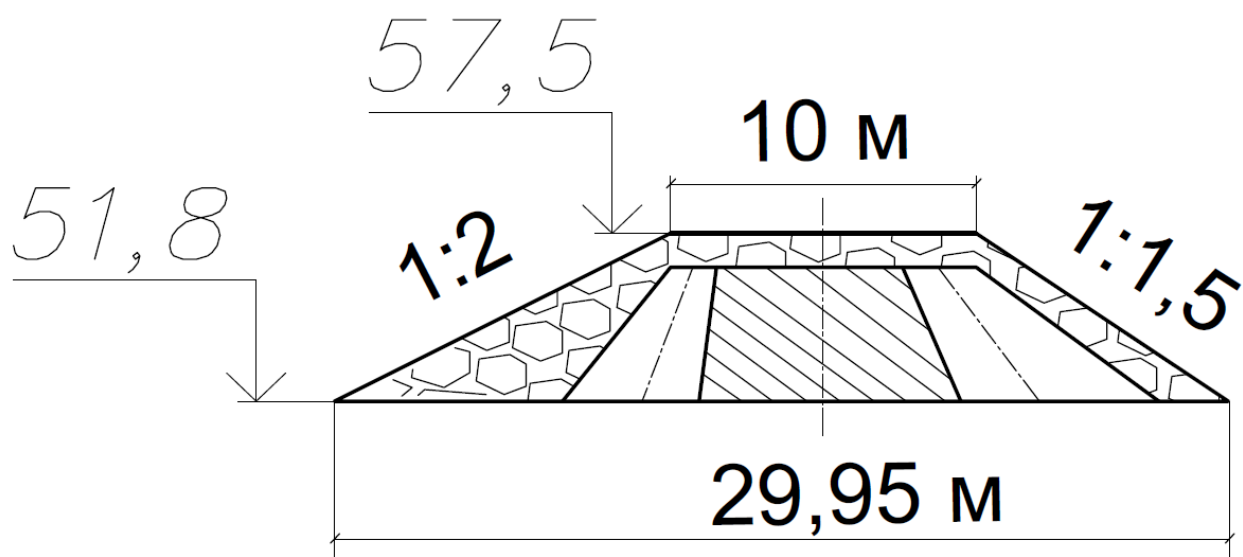


Рисунок 5.2 – Поперечное сечение верховой и продольной перемычек

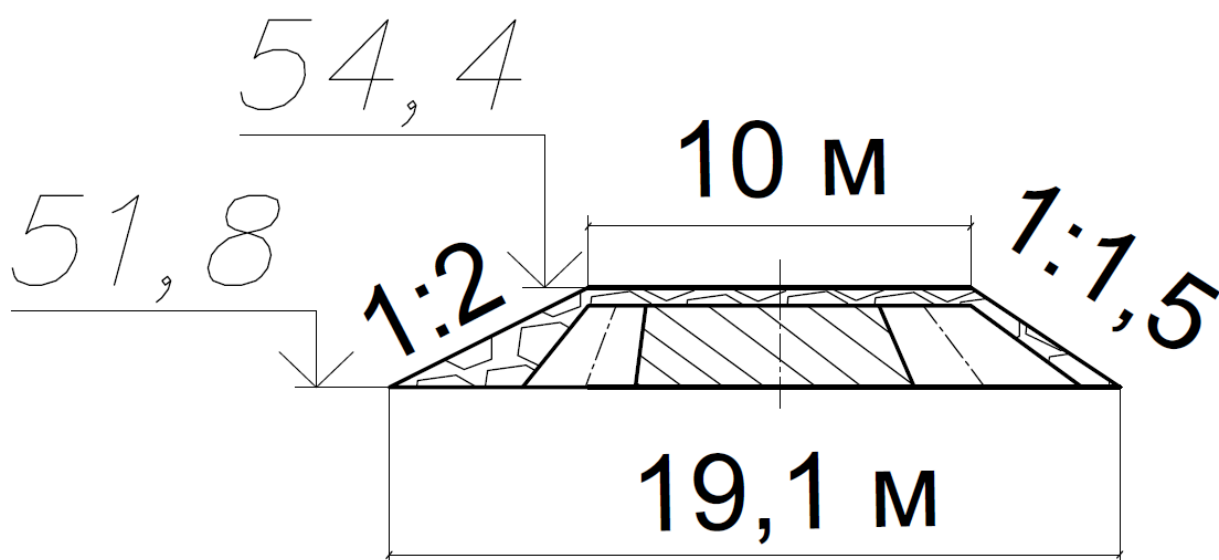


Рисунок 5.3 – Поперечное сечение низовой перемычки

Назначаем время начала работ по возведению перемычек.

Определяем время, необходимое для возведения всех перемычек:

$$t_{\text{пер}} = \Sigma V_{\text{пер}} / J_{\text{пер}}, \quad (5.12)$$

где $\Sigma V_{\text{пер}}$ – суммарный объем всех перемычек,

$J_{\text{пер}}$ – интенсивность возведения грунтовой перемычки, согласно ТЕР 81-02-36-2001 «Территориальные единичные расценки на строительные и специальные строительные работы в Свердловской области» таблица 36-01-004-01 «Возведение плотин, дамб, насыпей способом отсыпки грунтов в воду», принимаем 14,08 маш. ч/1000 м³ (отсыпка призм, уплотнение, крепление

верхового откоса).

$$t_{\text{пер}} = \Sigma V_{\text{пер}} / J_{\text{пер}} = 29216 \cdot 14,8 / 1000 = 411 \text{ маш. час.} = 51 \text{ смен,} \quad (5.13)$$

Время необходимое на отсыпку перемычек 1,5 месяца.

5.3.2.2 Осушение котлована I очереди

Определяем срок начала работ.

Определяем площадь котлована $S=117810 \text{ м}^2$ с помощью программы AutoCad. Определяем глубину воды в котловане по кривой связи расходов и уровней в НБ, при среднем расходе воды в реке $642,9 \text{ м}^3/\text{с}$, $h=2,1 \text{ м}$.

Находим объём воды, который требуется откачать из котлована с учетом фильтрации:

$$V = h \cdot S; \quad (5.14)$$

$$V = 2,1 \cdot 117810 \cdot 2 = 494802 \text{ м}^3;$$

Для откачки воды из котлована выбираем консольные насосы (К290/30), имеющие производительность $W=400 \text{ м}^3/\text{час}$ в количестве 4 шт.

Рассчитываем время откачки с использованием 4 насосов.

$$\approx t = \frac{V}{W \cdot n}; \quad (5.15)$$

$$t = \frac{494802}{400 \cdot 4} = 309 \text{ ч} = 13 \text{ сутки.}$$

Находим интенсивность понижения уровня воды:

$$J = \frac{h}{t} = \frac{2,1}{13} = 0,16 \text{ м/сут.} \quad (5.16)$$

Интенсивность откачки не превышает допустимую интенсивность откачки для скальных грунтов $0,7 \text{ м/сут}$.

Водопонижение в котловане первой очереди производим способом открытого водоотлива с использованием стационарных центробежных насосов производительностью $20 \text{ м}^3/\text{час}$, наибольшая глубина понижения уровня грунтовых вод $5 - 6 \text{ м}$. Для поддержания котлована в сухом состоянии, необходимо по периметру устроить водосборные канавки сечением $2 \times 2 \text{ м}$ и зумпфы – приямки – $3 \times 3 \times 3 \text{ м}$. Марка насосов К20/30.

5.3.2.3 Разработка котлована I очереди

Определим объем разрабатываемого грунта для устройства левобережной врезки, площадь $S=21817\text{ м}^2$ с помощью программы AutoCAD.

$$V = S \cdot b; = 21817 \cdot 51.6 = 1125757 \text{ м}^3, \quad (5.17)$$

где b – ширина подошвы по основанию водосливной и стационарной части платины.

$$V_{\text{яма размыва}} = a \cdot h \cdot c = 51,5 \cdot 13,2 \cdot 104 = 70699 \text{ м}^3. \quad (5.18)$$

Суммарный объем первой очереди:

$$VI_{\text{оч}} = V + V_{\text{яма размыва}} = 1125757 + 70699 = 1196456\text{ м}^3. \quad (5.19)$$

Разрыхления скального грунта производим с применением буро – взрывными работами.

Цикл буро – взрывных работ состоит из бурения скважин и взрывания методом скважинных зарядов. Сетку бурения скважин назначаем $4 \times 4\text{ м}$. Определяем глубину скважины:

$$L_{\text{скв}} = H_{\text{уст}} + h_{\text{п}}; \quad (5.20)$$

где $H_{\text{уст}}$ – высота рабочего уступа;
 $h_{\text{п}}$ – глубина перебура, $10 d_{\text{скв}}$.

В основании залегают граносиениты – скальные породы объемный вес $2,6\text{ т/м}^3$, по трудности бурения данные породы относят к трудно буримым. Класс пород Пб = 10,1.

По классу породы выбираем тип бурового станка 5СБШ – 200 – 36 с технической скоростью бурения $7,2\text{ м/ч}$,

$$L_{\text{скв}} = 6 + 10 \cdot 0,2 = 8\text{ м}.$$

Объем грунта на одну скважину:

$$V_{\text{грскв}} = a \cdot h \cdot c = 8 \cdot 4 \cdot 4 = 128\text{ м}^3. \quad (5.21)$$

Определяем количество скважин для разработки котлована I очереди:

$$N = VI_{\text{оч}} / V_{\text{грскв}} = 1196456 / 128 = 9347 \text{ шт.} \quad (5.22)$$

Погонные метры бурения составят $9347 \cdot 8 = 74778\text{ пм}$.

Определяем сменную производительность бурового станка, м/см

$$П_{б.см} = (T_{см}/(T_o + T_в)) \cdot K_{и.б} , \quad (5.23)$$

$$П_{б.см} = (8/(0,14 + 0,002)) \cdot 0,8 = 45,07 \text{ м/см};$$

где $T_{см}$ – продолжительность смены, ч;

T_o – продолжительность выполнения основной операции на 1 м. скважины, ч;

$$T_o = 1/V_б = 1/7,2 = 0,14 \text{ ч}, \quad (5.24)$$

$T_в$ – продолжительность выполнения вспомогательных операций на 1 м. скважины, принимаем 0,002 ч.

$K_{и.б}$ – коэффициент использования сменного времени, принимаем 0,8 ч.

Определяем время выполнения буровых работ:

$$T_б = 74778/45,07 \text{ м} = 1659,15 \text{ смен.}$$

В качестве ведущего механизма для разработки разрыхленного грунта основания применяется экскаватор ЭКГ-5А, вместимость ковша $q_{ков} = 5 \text{ м}^3$.

Производительность цикла экскаватора:

$$П_{эч} = q_{ц} \cdot n_{ц} \cdot k_в = 2 \cdot 133 \cdot 0,75 = 199 \text{ м}^3 / \text{ч}, \quad (5.25)$$

$$\text{где } q_{ц} = q_{ков} \cdot k_{н} / k_p, \quad (5.26)$$

$$q_{ц} = 3,2 \cdot \frac{0,9}{1,45} = 2 \text{ м}^3.$$

$k_{н} = 0,9$ - коэффициент наполнения ковша;

$k_p = 1,45$ коэффициент первоначального разрыхления грунта;

$k_в = 0,75$ - коэффициент использования внутрисменного рабочего времени;

$q_{ков}$ - геометрическая емкость ковша экскаватора;

$n_{ц} = 3600/t_{цэк}$ - число циклов в час.

$n_{ц} = 3600/27 = 133$ - число циклов в час.

где $t_{ц}$ - продолжительность цикла экскаватора 27 сек.

Производительность экскаватора в месяц, $\text{м}^3/\text{мес.}$

$$П_{эм} = Q_э \cdot T_м; \quad (5.27)$$

где $T_м$ – число рабочих смен в месяце;

$Q_э$ – действительный объем пород, отработываемых за определённый период эксплуатации.

$$Q_3 = \Pi_{3ч} \cdot T_ч \cdot k_{и}, \quad (5.28)$$

где $T_ч$ – продолжительность смены, час;

$k_{и}$ – коэффициент использования сменного времени экскаватора, при погрузке в автосамосвалы $k_{и} = 0,8 \div 0,9$. Принимаем $k_{и} = 0,9$.

$$Q_3 = 199 \cdot 8 \cdot 0,9 = 1433 \text{ м}^3/\text{смен};$$

$$\Pi_{3М} = 1433 \cdot 21 = 30093 \text{ м}^3/\text{мес. при односменной работе.}$$

Определяем время разработки котлована под водосбросную плотину

$$t_{\text{выем}} = \frac{V_{\text{выем}}}{\Pi_{3ч}} = \frac{1196456}{30093} = 40 \text{ мес.} \quad (5.29)$$

при односменной работе, 20 мес. при двух сменной работе.

Интенсивность земляных работ, при односменной работе составляет:

$$\frac{40}{1196456} = 0,000033 \text{ мес/м}^3.$$

Для бесперебойной работы ведущей машины и перевозки грунта из котлована применяется автосамосвал БелАЗ 7547 со следующими характеристиками:

Грузоподъемность – 45 тон;

вместительность кузова $21,5/2 = 10,75 \text{ м}^3$;

Скорости транспортирования грунта по строительной дороге:

- груженный $V_{гр} = 20 \text{ км/ч}$;

- порожний $V_{пор} = 30 \text{ км/ч}$.

Согласно стройгенплана расстояние от места выемки грунта до места разгрузки примерно 2 км.

Определяем время погрузки одной машины:

$$T_{п} = W/\Pi_3 = 21,5/199 = 0,10, \quad (5.30)$$

$$(N_{a/c} - 1) \cdot T_{п} = t_{ца}, \quad (5.31)$$

$$N_{a/c} = \frac{0,5}{0,1} + 1 = 6 \text{ машин.}$$

Определяем количество ковшей грунта в емкости автосамосвала:

$$n_{\text{ков}} = \frac{Q_{\text{сам}}}{q_{\text{ков}}} = \frac{20}{3,2} = 6,25 = 7 \text{ ковшей},$$

(5.32)

где $q_{\text{ков}}$ - вместимость ковша;

$Q_{\text{сам}}$ - грузоподъемность самосвала, $Q_{\text{сам}} = 20 \text{ м}^3$.

Время одного цикла транспортировки грунта:

$$t_{\text{ца}} = \frac{L_m}{V_{\text{сп}}} + \frac{L_m}{V_{\text{нор}}} + (t_p + t_{\text{маш}}),$$

(5.33)

$$t_{\text{ца}} = \frac{2}{20} + \frac{2}{30} + (0,32 + 0,021) = 0,5 \text{ ч.}$$

5.4 Производства бетонных работ

5.4.1 Определяем объемы бетонных работ

5.4.1.1 Бетонные работы в нижней части водосливной плотины на $\nabla 48,8 - \nabla 59$ в секциях №№8-19

Основные характеристики водосливной плотины:

Нижняя часть водосливной имеет форму параллелепипеда и имеет донные отверстия.

Ширина подошвы плотины $B = 60 \text{ м}$;

Высота бетонируемой части водосливной плотины $h = 10,2 \text{ м}$;

Длина бетонируемого участка плотины $L = 228 \text{ м}$;

Размеры донного отверстия $6 \times 8 \text{ м}$;

Площадь донного отверстия $\omega_{\text{до}} = 48 \text{ м}^2$;

Количество донных отверстий, $n_{\text{до}} = 8$;

Находим суммарный объём всех эксплуатационных донных отверстий:

$$V_{\text{до}} = n_{\text{до}} \cdot B \cdot \omega_{\text{во}} = 8 \cdot 60 \cdot 48 = 23040 \text{ м}^3,$$

(5.34)

Определяем общий объём бетонируемой части водосливной плотины:

$$V_{\text{б.р.}} = B \cdot L \cdot h - V_{\text{до}} = 60 \cdot 228 \cdot 10,2 - 23040 = 116496 \text{ м}^3.$$

(5.35)

5.4.1.2 Бетонные работы в нижней части стационарной плотины на $\nabla 48,8 - \nabla 59$ секции №№20-27

Ширина нижней части стационарной плотины и глухих секций - $B = 60 \text{ м}$.

Высота бетонируемого участка стационарной плотины $h = 10,2 \text{ м}$;

Длина бетонируемого участка плотины $L = 180 \text{ м}$;

$$\text{Объём } V = B \cdot L \cdot h = 110160 \text{ м}^3.$$

(5.36)

5.4.1.3 Бетонные работы в подводной части здания ГЭС

Подводная часть здания ГЭС имеет форму параллелепипеда.

Ширина подводной части здания ГЭС $B = 60$ м;

Высота подводной части здания ГЭС $h = 12,3$ м;

Длина подводной части здания ГЭС $L_{ГЭС} = 180$ м;

$$\text{Объем } V = B \cdot L \cdot h = 119\,360 \text{ м}^3. \quad (5.37)$$

5.4.1.4 Бетонирование глухих секций на $\nabla 48,8$ - $\nabla 59$ м секции №28-33

Ширина секций $B=64$ м;

Высота бетонируемой части глухих секций $h=10,2$ м;

Длина бетонируемого участка плотины $L=60$ м;

Определяем объем бетонируемой части глухой части плотины:

$$V_{б.р.} = B \cdot L \cdot h, \text{ м}^3, \quad (5.38)$$

$$V_{б.р.} = 64 \cdot 60 \cdot 10,2 = 18960 \text{ м}^3.$$

5.4.1.5 Бетонирование глухих секций врезки бетонной плотины в грунтовую

Бетонирование секций №1-7.

Ширина секций $B=130$ м;

Высота бетонируемой части глухих секций $h=75,4$ м;

Длина бетонируемого участка плотины $L=130$ м;

Определяем общий объем бетонируемой части врезки плотины:

$$V_{б.р.} = B \cdot L \cdot h/2, \text{ м}^3, \quad (5.39)$$

$$V_{б.р.} = ((75+15/2) \cdot 130) \cdot 75,4 = 98260 \text{ м}^3.$$

5.4.1.6 Бетонные работы по сопрягающим устоям между $\nabla 48,8$ - $\nabla 79$ м

Основные характеристики сопрягающего устоя плотины:

Ширина устоя $B=2,0$ м;

Высота бетонируемой части водосливной плотины $h=30$ м;

Длина бетонируемого участка сопрягающих устоев $L=200$ м;

Определяем общий объем бетонных работ по водоразделам:

$$V_{б.р.} = B \cdot L \cdot h, \text{ м}^3; \quad (5.40)$$

$$V_{б.р.} = 2 \cdot 200 \cdot 30 = 12\,000 \text{ м}^3.$$

Суммарный объем бетона составляет:

$$\begin{aligned} \Sigma W = & (116496 + 110160 + 119\,360 + 18960 + 98260 + 12\,000) (\text{I этап}) + \\ & + 600\,000 (\text{III этап}) + 513\,450 (\text{IV этап}) + 132\,600 (\text{V этап}) = 1721286 \text{ м}^3. \end{aligned}$$

5.4.2 Технология производства бетонных работ

Цикл бетонных работ состоит из вспомогательных (опалубочные и арматурные работы) и основных работ (приготовление бетонной смеси, подготовка блоков к бетонированию, транспорт бетонной смеси горизонтальный и вертикальный), уплотнение бетонной смеси, уход за бетоном, контроль качества бетонных работ.

5.5 Транспорт бетонной смеси вертикальный

Укладку бетонной смеси выполняем башенными бетоноукладочными кранами КБГС - 1000 устанавливаемыми непосредственно на сооружении.

Грузоподъемность крана 25 - 50т.

Определяем время на укладку бетона:

В соответствии с ГЭСН 37-01-002-05 время на укладку бетона башенными бетоноукладочными кранами КБГС – 1000, грузоподъемностью 25-50т. составляет 7,62 маш. ч. на 100м³ бетона.

Вибрирования вибратором глубинным ИВ-90 составляет 28,68 маш. ч. на 100м³ бетона.

$$T_{\text{ук. б.}} = (1721286 \cdot 7,62) / 100 = 131162 \text{ маш. ч.}$$

$$T_{\text{виб.}} = (1721286 \cdot 28,68) / 100 = 493665 \text{ маш ч.}$$

Состав работ:

1. Подготовка блока к бетонированию.
2. Перегрузка бетонной смеси из автомобиля-самосвала в бадью.
3. Подача и укладка бетонной смеси.
4. Уход за бетоном.
5. Монтаж и демонтаж приемных устройств.

5.6 Опалубочные работы

Монтаж опалубки будем осуществлять с помощью башенных бетоноукладочных кранов КБГС – 1000, грузоподъемностью 25-50т.

Определяем объем опалубочных работ:

$$V_{\text{оп}} = \sum W \cdot k_{\text{н}} = 1721286 \cdot 0,2 = 344257,2 \text{ м}^2. \quad (5.41)$$

где $k_{\text{н}} = 0,2 \text{ м}^2/\text{м}^3$ - коэффициент опалубленной поверхности.

Принимаем основной тип опалубки деревянной крупнопанельной щитовой, плоской с горизонтальными и наклонными тяжами.

Определяем время выполнения опалубочных работ:

В соответствии с ГЭСН 37-01-015-07 время на монтаж опалубки башенными бетоноукладочными кранами КБГС – 1000, грузоподъемностью 25-50т. составляет 13,21 маш. ч. на 100м^2

$$T_{\text{оп}} = (344257,2 \cdot 13,21)/100 = 45476,4 \text{ маш. ч.}$$

Состав работ:

1. Установка опалубки с подачей ее кранами и крепление.
2. Разборка опалубки с обрезкой тяжей и анкеров.

5.7 Арматурные работы

Монтаж арматурных изделий выполняем с помощью башенных бетоноукладочных кранов КБГС – 1000, грузоподъемностью 25-50т.

Тип арматуры: в виде армосеток и армопакетов массой свыше 1т.

Определяем время выполнения арматурных работ:

В соответствии с ГЭСН 37-01-029-06 время на установку арматурных изделий башенными бетоноукладочными кранами КБГС – 1000, грузоподъемностью 25-50т. составляет 52,96 маш. ч. на 100т. арматуры.

Определяем количество арматурных изделий необходимых для строительства:

$$V_{\text{ар}} = \sum W \cdot k_{\text{ар}} = 1721286 \cdot 10 = 17212,86 \text{ т.} \quad (5.42)$$

где $k_{\text{ар}} = 10 \text{ кг}/\text{м}^3$ - коэффициент армирования.

$$T_{\text{ар}} = (17212,86 \cdot 52,96)/100 = 9115,9 \text{ маш. ч.}$$

Состав работ:

1. Установка арматурных конструкций с электроприхваткой;
2. Сварка стыков.

5.8 Определяем суммарное время на бетонные работы

$$\sum T = T_{\text{ук. б.}} + T_{\text{виб}} + T_{\text{оп}} + T_{\text{ар}}, \quad (5.43)$$

$$\sum T = 131162 + 493665 + 45476,4 + 9115,9 = 679419,3 \text{ маш.ч.}$$

5.9 Определяем интенсивность бетонных работ:

$$T_{\text{инт.}} = \sum T / \sum W, \quad (5.44)$$

$$T_{\text{инт.}} = 679419,3 / 1721286 = 0,3947 \text{ маш. ч./м}^3.$$

5.10 Состав технологии бетонных работ

5.10.1 Подготовка блока к бетонированию

В общем случае мероприятия по подготовке блоков имеют своей целью обеспечить условия для нормального ведения бетонных работ в блоке и для набора бетоном и конструкцией проектной прочности, включая получение прочного и плотного сцепления свежешелуженной смеси с ранее уложенным бетоном или с естественным основанием.

Эти мероприятия могут быть подразделены на следующие группы:

- установка требуемого типа опалубки и заделка щелей;
- установка и зачистка проектных арматурных конструкций;
- установка арматуры и аппаратуры для регулирования температурного режима и омоноличивания швов - при необходимости (трубы охлаждения, цементационная арматура и др.);
- установка закладных частей для различного оборудования;
- установка контрольно-измерительной аппаратуры;
- подготовка площадок и оборудования для приема бетонной смеси;
- подготовка поверхностей оснований блоков;
- приемка блоков к бетонированию;
- проверка готовности всего тракта приготовления - транспорта и подачи бетонной смеси в блок и их соответствия проектным условиям.

В зимний период дополнительно добавляется группа мероприятий по установке тепляков или шатров и поддержанию в них необходимого температурного режима.

Каждая группа мероприятий имеет свой набор работ, обеспечивающих в итоге нормальный ход бетонных работ и требуемые качества бетона и бетонных конструкций.

5.10.2 Уход за бетоном

Основными требованиями по уходу за бетоном являются:

- 1) обеспечение тепловлажностного режима, определяющего заданное нарастание прочности и предотвращающего значительные температурно-усадочные деформации и трещины;
- 2) получение температурного режима и температурных перепадов в блоках бетонирования, гарантирующих отсутствие трещинообразования;
- 3) предохранение твердеющего бетона от ударов и других воздействий, снижающих качество бетона в сооружении.

Тепловлажностный уход за бетоном в начальный период его твердения является обязательным мероприятием для предотвращения потери им влажности во время ранней относительно быстрой гидратации цемента, что обеспечивает нормальный набор прочности и предотвращает значительные температурно-усадочные деформации и образование усадочных трещин.

Уход за свежеложенным бетоном в летнее время заключается в поддержании открытых поверхностей во влажном состоянии, что осуществляется следующими способами: распылением воды; заливкой водой; укрытием пленками, брезентом, мешковиной, матами или другими подобными материалами, увлажняемыми в процессе испарения.

В жаркую сухую погоду во влажном состоянии должна также находиться неснятая деревянная опалубка.

5.10.3 Вибрирование

Вибрирование заключается в передаче бетонной смеси механических колебаний от источника этих колебаний - вибратора. Процесс виброуплотнения сводится к разрушению первоначальной структуры укладываемой смеси (трехфазной) и в переводе ее в разжиженное состояние (пластично-вязкое течение), при которой смесь подчиняется действию силы тяжести, растекается, занимая всю возможную форму, уплотняется и приобретает более устойчивую, плотную (приближающуюся к двухфазной) структуру. При этом зерна заполнителя перемещаются в результате чего достигается заполнение межзернового пространства цементным тестом с одновременным вытеснением воздуха, отделением части воды на поверхность уплотняемой смеси. Таким образом, вибрирование позволяет уменьшить содержание воздуха и расход воды для приготовления бетонной смеси, а следовательно, повысить плотность и прочность бетона. Улучшается не только механическая прочность бетона, но и его морозостойкость, водонепроницаемость и стойкость к агрессивным средам. Эффективность и степень уплотнения зависят от таких факторов, как амплитуда колебаний, частота колебаний и длительность вибрирования.

5.10.4. Зимние бетонирования

Температурный режим в зимний период должен дополнительно обеспечить: положительную температуру бетонной смеси при укладке ее в блок с учетом транспортировки бетонной смеси от бетонного завода до блока; набор прочности бетона до его замораживания не менее 40-50% от его марочной прочности.

Для обеспечения этих требований бетон в зимнее время укладывают или методом «термоса» в открытых блоках, или под защитой шатров или тепляков. Бетонирование в открытых блоках методом «термоса» применяют при температуре до минус 10°C, а иногда при принятии дополнительных мероприятий (добавок, периферийного электрообогрева) и при более низких температурах. При температурах ниже минус 10-15°C укладка бетона в блоки, как правило, производится под защитой тепляков или шатров.

Температурный режим блоков бетонирования в зимний период и мероприятия по его обеспечению требуют соответствующего расчетного обоснования. В частности, необходимо обосновать температуру бетонной смеси в блоке и на выходе из бетонного завода, необходимость подогрева составляющих бетонной смеси, теплозащитные свойства опалубки и т.д.

5.10.5 Выбор бетонного завода

Бетонный завод выбираем циклического действия. Марка DMX 7300, производительность 396 м³/ч, дозирование автоматическое, цемент хранится в силосах с пневмоподачей. Компоновка бетонного завода – вертикальная. Зимнего исполнения.

Бетоносмесители гравитационного действия.

5.10.6 Горизонтальный транспорт бетонной смеси

Для башенных бетоноукладочных кранов КБГС – 1000, грузоподъемностью 25-50т. принимаем бадью объемом 8 м³. В качестве автобетоносмесителя используем КамАЗ-580702 с объемом смесительного барабана-9м³.

5.11 II этапа – перекрытие русла

Состав работ II этапа:

- разобрать низовую перемычку первой очереди и затопить котлован;
- разобрать верховую перемычку первой очереди, пропуск воды начнется через донные отверстия;
- отсыпать перемычки второй очереди до образования прорана в верховой перемычке;
- отсыпать банкет в проран для перекрытия реки;
- наращивание перемычек II очереди до проектных отметок;
- образование котлована второй очереди.

5.11.1 Расчет пропуска строительного расхода II очереди через донные отверстия

Количество донных отверстий назначается в зависимости от величины пропускаемого расхода, напора, высоты и ширины отверстий.

Предварительно задаемся размерами бм высота, 8м ширина. Определяем минимальное допустимое количество донных отверстий из условия размываемости русла реки.

$$n_{\min} = Q_{10\%}/(V_{\text{дон}} \cdot h_p \cdot l), \quad (5.45)$$

$$n_{\min} = 1233/(22 \cdot 2,1 \cdot 8) = 3 \text{ шт.}$$

где $Q_{10\%}$ - расчетный строительный расход 10% обеспеченности составляет 1233 м³/с;

$V_{\text{дон}}$ – допустимая не размываемая скорость для грунтов основания русла реки или рисберм, принимаем для скалы 22 м/сек;

h_p – глубина реки на рисберме или русла после донных отверстий;

l – ширина отверстий.

Принимаем количество донных отверстий с учетом геометрии водосливной плотины бшт.

Определяем расчетную отметку порога донных отверстий.

Для этого назначаем время перекрытия – март месяц (весенняя межень),

$$Q_n = Q_{III} = 302 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\nabla_{\text{УНБ}}(Q_{II}) = 52,2 \text{ м.}$$

$$\nabla_{\text{УВБ}}(Q_{II}) = \nabla_{\text{УНБ}}(Q_{II}) + Z_{\max}, \quad (5.46)$$

$$\nabla_{\text{УВБ}}(Q_{II}) = 52,2 + 2 = 54,2 \text{ м.}$$

$$H_{II} = (Q_{II}/(m \cdot b \cdot \sqrt{2g}))^{2/3}, \quad (5.47)$$

$$H_{II} = (302/(0,35 \cdot 64 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}))^{2/3} = 2,2 \text{ м.}$$

$$b = n \cdot l = 8 \cdot 8 = 64 \text{ м,} \quad (5.48)$$

$$\nabla_{\text{ПДО}} = \nabla_{\text{УВБ}}(Q_{II}) - H_{II} = 54,2 - 2,2 = 52,0 \text{ м,} \quad (5.49)$$

Отметку порога донных отверстий принимаем 52,0м.

Определяем количество отверстий для пропуска паводка $Q_{10\%}$.

$$\nabla_{\text{вход ДО}} = \nabla_{\text{ПДО}} + h, \quad (5.50)$$

$\nabla_{\text{вход ДО}} = 52,0 + 6 = 58,0\text{м} \geq \text{УНБ}(Q_{10\%}) = 53,9\text{м}$ – отверстие не затоплено.

Для незатопленного отверстия определяем:

$$H_{\text{ДО}} = Q_p^2 / (\mu^2 \cdot \omega_{\text{до}}^2 \cdot 2g), \quad (5.51)$$

$$H_{\text{ДО}} = 1233^2 / (21,6^2 \cdot 384^2 \cdot 2 \cdot 9,81) = 0,001\text{м};$$

$$\mu = 1 / ((1 + \xi_{\text{вх}} + 2gL) / C^2 \cdot R), \quad (5.52)$$

$$\mu = 1 / ((1 + 0,2 + 2 \cdot 9,81 \cdot 58) / 243,05^2 \cdot 2,4) = 21,6;$$

где $\xi_{\text{вх}} = 0,2 - 0,5$, принимаем 0,2;

L – длина донного отверстия;

C – коэффициент Шези,

$$C = 1 / (n \cdot R^{1/7}), \quad (5.53)$$

n – коэффициент шероховатости, $n = 0,012 - 0,013$, принимаем 0,012;

R – гидравлический радиус,

$$R = \omega / \chi = 48 / 20 = 2,4 \text{ м}; \quad (5.54)$$

$$C = 1 / (0,012 \cdot 2,4^{1/7}) = 243,05,$$

ω – живое сечение потока,

$$\omega = b \cdot h = 8 \cdot 6 = 48\text{м}^2; \quad (5.55)$$

χ – смоченный периметр,

$$\chi = b + 2h = 8 + 2 \cdot 6 = 20\text{м}^2. \quad (5.56)$$

$$\omega_{\text{до}} = n \cdot \omega = 6 \cdot 64 = 384\text{м}^2. \quad (5.57)$$

$$\nabla_{\text{УВБ}} = \nabla_{\text{ПДО}} + H_{\text{ДО}} + 1/2h_{\text{до}} = 52,0 + 0,001 + 3 = 55\text{м}. \quad (5.58)$$

5.11.2 Определяем ∇ гребня перемычек II очереди

Принимаем количество донных отверстий с учетом геометрии водосливной плотины (6 отв.).

Отметку порога донных отверстий (∇ПДО) примем на 0,2 м выше дна - 52,0м.

В этом случае верхняя выходная кромка донного отверстия будет находиться на ∇ 58,0м, а ∇ НБ составляет 52,2 м.

Определяем ∇ гребня банкета при перекрытии с учетом запаса в 1 м (59м).

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{НБ} + a = 52,2 + 0,5 = 52,7\text{м}, \quad (5.59)$$

где a – конструктивный запас, принимаемый равным 0,5 м.

$$\nabla_{ГВП \text{ Поч}} = \nabla_{УВБ} + d = 55 + 1,5 = 56,5\text{м}, \quad (5.60)$$

$$\nabla_{ГНП \text{ Поч}} = \nabla_{УНБ} + a = 53,9 + 0,5 = 54,4 \text{ м}. \quad (5.61)$$

5.11.3 Возведение перемычек II очереди

Принимаем тип перемычек по аналогии с перемычками I очереди. Поперечное сечение верховой и низовой перемычек II очереди (рисунок 5.5 – 5.6).

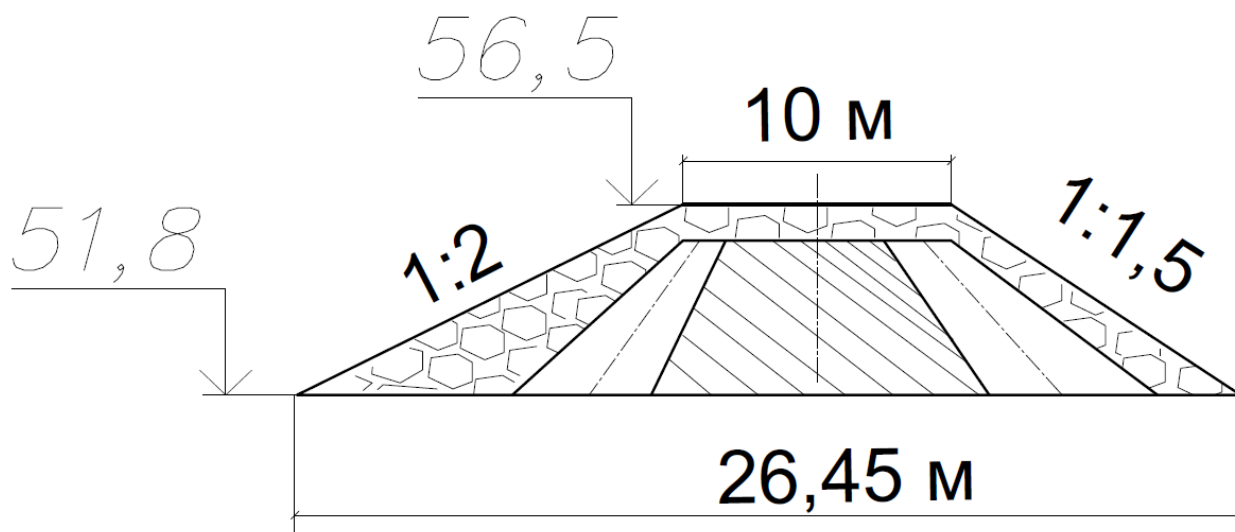


Рисунок 5.5 – Поперечное сечение верховой перемычки II очереди

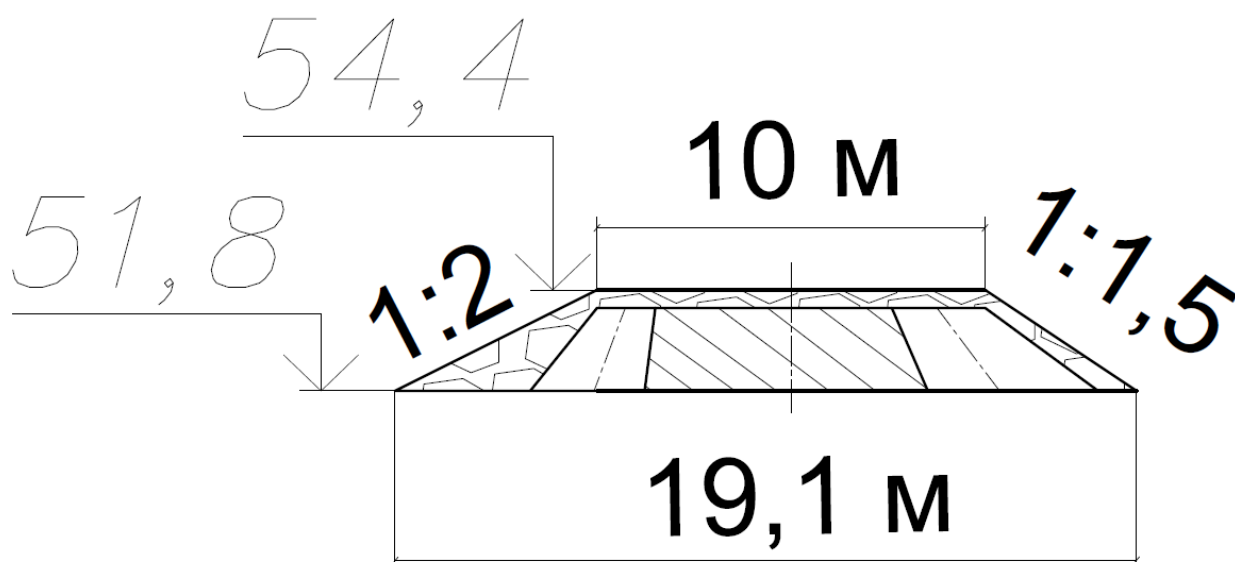


Рисунок 5.6 – Поперечное сечение низовой перемычки II очереди

Назначаем время начала работ по возведению перемычек. Время необходимое на отсыпку определяем в итоговых таблицах.

5.12 III этап – наращивания сооружений до отметок, необходимых для начала наполнения водохранилища

5.12.1 Состав работ III этапа

На данном этапе проводят бетонные работы по всему напорному фронту с отметки 59 до 79 в секциях №№ 8-27. Разбираются перемычки котлована и возводятся грунтовые части сооружения. Пропуск расходов осуществляется через водосбросную плотину и донные отверстия.

Объем уложенного бетона рассчитан аналогично предыдущему этапу и составляет $V=600\ 000\ м^3$. Время бетонирования $t = 5,2$ мес, при интенсивности $30000\ м^3/мес$. Также производится укладка левобережной и правобережной грунтовой плотины. Объем необходимого грунта для данного этапа составляет $1\ 160\ 000\ м^3$.

Все работы III этапа выполняются аналогично этапу I. Объемы и время выполнения работ приведены в итоговых таблицах.

5.13 IV этап – наполнение водохранилища до отметок пуска первых агрегатов

5.13.1 Состав работ IV этапа

5.13.2 Бетонные работы по всему напорному фронту с $\nabla 79$ до $\nabla 118$

На данном этапе проводят бетонные работы по всему напорному фронту

до отметки 118. Производится монтаж поверхностных затворов на секциях №№ 9-19. Параллельно продолжается наращивание грунтовой плотины. Пропуск расходов осуществляется через донные отверстия.

Бетонируемый участок плотины имеет форму призмы. Объем уложенного бетона рассчитан аналогично предыдущему этапу и составляет $V=513\,450\text{ м}^3$. Время бетонирования $t=11$ мес, при интенсивности $1500\text{ м}^3/\text{мес}$. Также продолжается укладка левобережной и правобережной грунтовой плотины. Объем необходимого грунта для данного этапа составляет $1\,160\,000\text{ м}^3$.

Все работы IV этапа выполняются аналогично этапу I. Объемы и время выполнения работ приведены в итоговой таблице 5.3.

5.14 V этап - наращивание сооружений и наполнение водохранилища до проектных отметок с последовательным поочередным пуском всех агрегатов.

5.14.1 Состав работ V этапа

На данном этапе возводят плотину до проектных отметок.

Расчетный строительный расход пропускают через готовые водосбросные секции №№ 20-27.

Наполняют водохранилище до НПУ. Поочередно пускают все гидроагрегаты ГЭС.

5.14.2 Бетонные работы по всему напорному фронту между V 118 и V126 в секциях №№ 1-33

Объем уложенного бетона рассчитан аналогично предыдущему этапу и составляет $V=132\,600\text{ м}^3$. Время бетонирования $t=3$ мес, при интенсивности $45000\text{ м}^3/\text{мес}$. Также производится укладка левобережной и правобережной грунтовой плотины. Объем необходимого грунта для данного этапа составляет $1\,160\,000\text{ м}^3$.

Все работы V этапа выполняются аналогично этапу I. Объемы и время выполнения работ приведены в итоговой таблице 5.3.

5.15 Технология возведения грунтовых плотин

5.15.1 Расчет насыпи грунтовой каменно-набросной плотины

Отсыпка каменно-набросной плотины до проектной отм.126,8 будет осуществляться на протяжении всего основного периода строительства плотины с третьего по пятый этап включительно. Размеры отсыпаемой грунтовой части $b=140\text{ м}$, $a=15\text{ м}$, $L=500\text{ м}$, $h=78\text{ м}$.

$$S_{sp} = \frac{15+140}{2} \cdot 78 = 5735\text{ м}^2.$$

Общий объем земляных работ по грунтовой плотине:

$$V_{гр.} = 5735 \cdot 500 = 2867\,500 \text{ м}^3.$$

Особенность уплотнения крупнообломочных грунтов, в том, что они отсыпаются слоями от 1 м до 15 м в зависимости от выбранного способа. Для уплотнения грунта используем пневмошинные катки типа ДУ-39А со следующими характеристиками:

- масса 25 тонн;
- толщина уплотняемого слоя 0,35 м;
- ширина уплотняемой полосы 2,6 м;
- число проходов по одному следу 6-10;
- скорость передвижения: рабочая 1,4 м/с, транспортная 6,9 м/с.

В соответствии с ГЭСН 36-01-001-02 время на отсыпку грунтовой плотины бульдозерами D375А-6 с объемом отвала 108л.с. составляет 10,63 маш. ч. на 1000м³ грунта.

Уплотнение пневмошинным катком ДУ-39А массой 25т. составляет 1,43 маш.ч. на 1000 м³ грунта.

$$T_{от.г.} = (2867\,500 \cdot 10,68)/1000 = 30624,9 \text{ маш. ч.};$$

$$T_{уп.} = (2867\,500 \cdot 1,43)/1000 = 4100,5 \text{ маш ч.}$$

5.16 Определяем суммарное время на возведения грунтовой плотины

$$\sum T_{гр} = T_{от.г.} + T_{уп.} = 30624,9 + 4100,5 = 34725,4 \text{ маш.ч.} \quad (5.62)$$

5.16.1 Определяем интенсивность возведения грунтовой плотины

$$T_{инт.} = \sum T_{гр} / V_{гр} = 34725,4 / 2867\,500 = 0,01211 \text{ маш.ч/м}^3. \quad (5.63)$$

5.17 Итоговые таблицы по этапам работ

Интенсивность БВР – 3318,3 смен;

Интенсивность экскавация 0,000033 мес/м³;

Интенсивность бетонных работ 0,3947 мес/м³;

Интенсивность возведения грунтовой плотины 0,01211.

Таблица 5.3 – Этапы работ

Этап	Вид работы	Наименование сооружения	Наименования работы	Объемы выполняемых работ, (м ³)	Время выполнения работ, мес.
1	насыпь	Перемычки I очереди	Отсыпка перемычек первой очереди	29 216	1,93
	Откачка воды	котлован	Осушения котлована первой очереди	247 401	13 суток
	Земляные, выемка	Котлован I очереди	Разработка котлована под водосливную плотину	1125757	37
1	Бетонные	Водосбросная плотина	Бетонирование нижней части водосбросной плотины в том числе с донными водосбросами	116 496	45981 маш.ч. 1 краном в 1 смену
1	Бетонные	Станционная часть плотины	Возведение нижней части станционной плотины	110 160	43480,1 маш.ч. 1 краном в 1 смену
1	Бетонные	Здание ГЭС	Бетонирование подводной части здания ГЭС	119 360	47111,4 маш.ч. 1 краном в 1 смену
1	Бетонные	Тело плотины	Бетонирование глухих секций 28-33 с V48,8 до V59	18 960	7483,5 маш.ч. 1 краном в 1 смену
1	Бетонные	Левобережная грунтовая плотина	Врезка в грунтовую плотину	98 260	1190
2	Земляные	Перемычки II очереди	Отсыпка банкета и низовой перемычки второй очереди	18471	1,2
2	Откачка воды	Котлован	Осушение котлована	148 400	8 суток
2	Земляные	Котлован	Разработка котлована под грунтовую плотину	240 000	8
3	Земляные	Грунтовая правобережная плотина	Отсыпка грунтовой правобережной плотины	1 160 000	14048

Окончание таблицы 5.3

Этап	Вид работы	Наименование сооружения	Наименования работы	Объемы выполняемых работ, (м ³)	Время выполнения работ, мес.
3	Бетонные	Тело плотины	Наращивание сооружений с $\nabla 59$ до $\nabla 79$	600 000	236820 маш.ч. 1 краном в 1 смену
4	Земляные	Грунтовая левобережная плотина	Отсыпка грунтовой левобережной плотины	1 160 000	14047
4	Бетонные	Тело плотины	Наращивание сооружений с отм.118 до отм.126	513 450	202658,7 маш.ч. 1 краном в 1 смену
5	Насыпь	Грунтовая правобережная плотина	Отсыпка грунтовой правобережной плотины до проектной отм.126	1 160 000	14048
5	Бетонные	Тело плотины	Наращивание сооружений до проектной отм.126	132 600	52337,2 маш.ч. 1 краном в 1 смену

6 Охрана окружающей среды

6.1 Общие сведения о районе строительства

Алапаевский гидроузел расположен в Свердловской области на реке Тавда 5 км выше по течению от поселка Пелым.

Исток р.Тавда находится на восточном склоне Уральских гор, в месте слияния рек Сосьва и Лосьва. Длина реки - 719 км. В створе проектируемой Алапаевской ГЭС водосборная площадь представляет довольно равнинную степь, верхняя, восточная часть которой достигает высоты 237 м. Площадь водосборного бассейна составляет 88100 км², средний уклон — 0,02 м/км, ширина реки до 250 м, глубина до 8 м.

Питание реки смешанное, снеговое питание преобладает. Ледостав устанавливается в первой половине ноября и продолжается до апреля.

Рассматриваемая территория относится к умеренно-континентальному климатическому району. Средняя годовая температура воздуха составляет от +1°С до +1,5°С, абсолютный минимум -39°С, абсолютный максимум +40°С. Годовая сумма осадков около 400 мм (от 350 до 450 мм).

Основными источниками загрязнения реки Тавда в рассматриваемом створе является сброс неочищенных и недостаточно очищенных сточных вод с коммунальных, промышленных, сельскохозяйственных объектов, находящихся выше по течению от створа строительства. Во многих местах дно реки завалено брёвнами, утонувшими во время сплава леса, кое-где толщина их слоя достигает 7 метров. 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.

Климат в районе строительства Алапаевской ГЭС благоприятствует лесной растительности, 56% территории района покрыта лесом. Кромки террас и острова реки Тавды поросли ивовыми и ветловыми лесами с подлеском из серой ольхи, черемухи, черной смородины, дерена, шиповника, встречается осокорь — черный тополь, сосна занимает до 40% лесопокрытой площади.

В районе площадки строительства Алапаевской ГЭС обитает половина видов млекопитающих из 90, представленных в сибирской тайге, около 100 видов птиц, около 30 видов рыб. Таёжная группа животных, приспособленных жить именно в хвойных лесах, представлена росомахой, бурундуком, колонком, соболем (Топольский подвид со светлой окраской меха). Леса входят в ареал совместного обитания соболя и куницы, где встречаются их помесь — кидус. Широко распространены также другие пушные звери: лисица, горноста́й, лиса, белки – обыкновенная и летяга.

К краснокнижным, редким и исчезающим животным относятся: северный олень, обыкновенный ёж, выдра, европейская норка, летяга, малая вышь,

лебеди, белый аист и др. Поэтому, начиная с первого года строительства, и на протяжении всего периода эксплуатации необходимо проводить мониторинг численности краснокнижных и редких видов для разработки мероприятий по минимизации воздействия объектов Алапаевского гидроузла на краснокнижные и редкие виды животных, а также определить мероприятия по компенсации ущерба этим видам от строительства гидроузла.

Водные биологические ресурсы реки Тавда на участке строительства Алапаевской ГЭС представлены следующими видами: лещ, язь, судак, стерлядь, щука, нельма, осетр 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 Тавда на рассматриваемом участке относится к водному объекту высшей категории рыбохозяйственного значения, поэтому и в период строительства, и в период дальнейшей эксплуатации гидроузла сброс сточных вод в р.Тавда необходимо производить с содержанием загрязняющих веществ с концентрациями, не превышающими ПДК.

Воздействие Алапаевской ГЭС на окружающую среду будет оказываться влияния в период строительства и в период дальнейшей эксплуатации станции.

6.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При строительстве Алапаевской ГЭС выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- отсыпка перемычек;
- подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений;
- строительство поселка эксплуатирующего персонала.

В период строительства предусмотрены мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по минимизации воздействия на окружающую среду непосредственно от строительства.

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе свodka леса и санация территории;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;
- образование и обращение с отходами;

- опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС;
- переселение населения из зоны затопления.

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 Тавда в нижнем бьефе Алапаевского 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.

6.3 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 дветрети основной соли гипохлорита кальция или хлорной извести, содержащей не менее 5% активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого вывозится за пределы территории затопления и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2м.

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период:

1 Организационные

1.1 Разработка и утверждение проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ) ;

1.2 Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);

1.3 Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;

1.4 Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;

1.5 Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;

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

1.7 Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;

1.8 Организация и проведение производственного экологического контроля.

2 Санитарно-технические

2.1 Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;

2.2 Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах;

2.3 Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;

2.4 Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;

2.5 Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;

2.6 Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ

2.7 Организация и осуществление контроля качества сточных, дренажных и природных поверхностных вод;

2.8 Соблюдение режима хозяйствования в водоохраной зоне;

2.9 Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;

2.10 Организация стоянок автотранспорта в специально-оборудованных местах, имеющих твердое покрытие.

6.4 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:

6.4.1 Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме

Код отходов по ФККО – 2014 8 22 201 01 21 5

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{ т}; \quad (6.1)$$

где N - объем бетонных работ, м³ (1709286 м³);

q - удельный норматив образования, % ($q = 1,8\%$);

ρ - плотность бетона, т/м³ ($\rho = 2,5$ т/м³),

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{1709286 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 76917 \text{ т.} \quad (6.2)$$

6.4.2 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 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{т;} \quad (6.3)$$

где N - количество арматуры, т (203 т);

q - удельный норматив образования, % ($q = 1,0\%$);

ρ - удельный вес арматуры, т/м³ ($\rho = 2,0$ т/м³);

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{203 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 4,06 \text{ т.} \quad (6.4)$$

Таким образом в результате строительства будет образовано 76917 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 4,06 т 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.

6.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Алапаевского 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. Пелым, 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 Тавда от сбросов Алапаевской ГЭС ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны источников питьевого водоснабжения поселка Пелым, в пределах промплощадок объектов Алапаевской ГЭС регламентируется требованиями СанПиН 2.1.4.1110-02 :

- в первом поясе зон санитарной охраны 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.

7 Пожарная безопасность. Охрана труда

7.1 Общие требования к пожарной безопасности

Требования к пожарной безопасности изложены в правилах пожарной безопасности, утверждены РАО «ЕС России». В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителей станции.

ГЭС должны быть оборудованы системой пожарной безопасности, направленной на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара.

Руководители станции обязаны:

- Организовать изучение и выполнение настоящих Правил всеми инженерно-техническими работниками (ИТР), рабочими и служащими.

- Создать пожарно-техническую комиссию и добровольные пожарные формирования (ДПФ), а также обеспечить их регулярную работу в соответствии с действующими положениями.

- Обеспечить разработку, а также выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности, с выделением необходимых ассигнований на утвержденные мероприятия.

- Установить соответствующий их пожарной опасности противопожарный режим на территории, в производственных помещениях (цехах, лабораториях, мастерских, складах и т.п.), а также в административных и вспомогательных помещениях.

- Определить конкретный порядок организации и проведения сварочных и других огнеопасных работ при ремонте оборудования, реконструкции и строительно-монтажных работах персоналом предприятия и подрядными организациями.

- Установить порядок регулярной проверки состояния пожарной безопасности предприятия, исправности технических средств тушения пожара, систем водоснабжения, оповещения, связи и других систем противопожарной защиты. Принимать необходимые меры к устранению обнаруженных недостатков, которые могут привести к пожару.

- Назначить ответственных лиц за пожарную безопасность по каждому производственному участку и помещению и разграничить зоны обслуживания между цехами для постоянного надзора работниками предприятия за техническим состоянием, ремонтом и нормальной эксплуатацией оборудования водоснабжения, установок обнаружения и тушения пожара, а также других средств пожаротушения и пожарной техники.

Таблички с указанием фамилии и должности лица, ответственного за пожарную безопасность, должны быть вывешены на видном месте.

- Периодически проверять боеспособность объектовой пожарной охраны МВД РФ и добровольных пожарных формирований объекта и принимать необходимые меры к улучшению их работы.

- Обеспечить выполнение противопожарных мероприятий, изложенных в действующих государственных стандартах, «Правилах технической эксплуатации электрических станций и сетей» (далее - ПТЭ), «Правилах устройства электроустановок» (ПУЭ), в распорядительных документах соответствующих вышестоящих органов управления электроэнергетического хозяйства отрасли, в предписаниях РП «Энерготехнадзор» и органов пожарной охраны МВД России по вопросам пожарной безопасности.

- О каждом пожаре на подведомственных объектах сообщать в вышестоящую организацию и назначать в соответствии с «Инструкцией по расследованию и учету пожаров, происшедших на объектах энергетики» специальную комиссию для установления причин пожара и разработки противопожарных мероприятий.

- Определить порядок выдачи письменного допуска для тушения пожаров в электроустановках и на электрооборудовании подразделениям пожарной охраны.

Ответственность за пожарную безопасность отдельных цехов, лабораторий, мастерских, складов и других производственных и вспомогательных сооружений предприятий возлагается на руководителей этих структурных подразделений или должностных лиц, исполняющих их обязанности.

Руководители структурных подразделений предприятий, начальники цехов, подстанций, лабораторий, мастерских, складов и т.п., а также другие должностные лица, ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

- Обеспечить на вверенных им участках производства соблюдение противопожарного режима и выполнение в установленные сроки мероприятий, повышающих пожарную безопасность.

- Обеспечить исправность технологического оборудования в соответствии с техническими требованиями и проектными решениями. Немедленно принимать меры к устранению обнаруженных неисправностей, которые могут привести к пожару.

- Организовать пожарно-техническую подготовку подчиненного персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности, особенно по технологии производства.

- Обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом цеха и подрядными организациями. Установить режим уборки рабочих мест и помещений, а также отключения электросети после окончания работы, за исключением дежурного освещения, системы обнаружения и тушения пожаров и оборудования с непрерывным технологическим процессом.

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

- При возникновении пожара, аварии или других опасных факторах, угрожающих персоналу и нарушающих режим работы оборудования, принять меры к немедленному вызову пожарных подразделений, известить руководство предприятия, обесточить электрооборудование, находящееся в зоне пожара, выдать письменный допуск для тушения пожара, организовать его тушение и эвакуацию персонала (при необходимости), а также восстановление нормального режима работы оборудования.

На основании настоящих Правил для каждого цеха, лаборатории, мастерской, склада, административных помещений и других сооружений должна быть разработана конкретная инструкция о мерах пожарной безопасности, которая вывешивается на видном месте.

Инструкции должны периодически пересматриваться на основании анализа противопожарного состояния объекта, соответствующих распоряжений вышестоящих органов управления электроэнергетическим хозяйством отрасли, а также при смене первого руководителя, но не реже 1 раза в 3 года.

На ГЭС должны применяться знаки пожарной безопасности, предусмотренные НПБ 160-97 «Цвета сигнальные. Знаки пожарной безопасности. Виды, размеры, общие технические требования».

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

При нарушениях пожарной безопасности на участке работы, в других местах цеха или предприятия, использовании не по прямому назначению пожарного оборудования каждый работник предприятия обязан немедленно указать об этом нарушителю и сообщить лицу, ответственному за пожарную безопасность, или руководителю предприятия.

Персонал ГЭС несет ответственность за обеспечение пожарной безопасности на действующих и строящихся ГЭС.

Лица, виновные в нарушении настоящих Правил, в зависимости от характера действия или бездействия и их последствий несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством.

На всех ГЭС должна применяться сертифицированная в установленном порядке продукция, оборудование, материалы и вещества, перечень которых определяется Государственной противопожарной службой.

7.1.1 Объекты водяного пожаротушения на ГЭС

Объектами автоматического водяного пожаротушения на ГЭС являются:

- гидрогенераторы;
- трансформаторы мощностью более 63 МВА;
- реакторы мощностью более 63 МВА;
- кабельные сооружения;
- подпульттовые помещения.

Повреждение синхронных машин вызванных пробоем изоляции обмоток статора генератора, может вызвать пожар с тяжелыми последствиями. На генераторах ГЭС устанавливаются электрические защиты, которые действуют на автоматический пуск систем пожаротушения. В качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода. Вблизи лобовых частей обмоток статора размещают дренчерные кольцевые трубопроводы, в которых выполнены отверстия со специальными насадками - дренчерами - ось которых направлена в сторону обмотки. Шаг отверстий принимается 80-100 мм, что обеспечивает плотность водяных струй, создающих водяную завесу. Включение систем пожаротушения должно быть автоматическим с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора. Следует отметить, что при ложном срабатывании защиты или при длительной подаче воды происходит излишнее увлажнение изоляции, поэтому требуется достаточно высокая надежность работы этих устройств. На практике ввод системы пожаротушения производится вручную после установления явных признаков пожара (наличие сильного задымления).

Трансформаторы на ГЭС являются главными объектами пожарной безопасности так как содержат значительное количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. С этой целью по периметру трансформатора монтируются на безопасном расстоянии кольцевые трубопроводы на которых вертикально устанавливаются дренчерные оросители. Число оросителей определяется типом трансформатора и площадью поверхности трансформатора.

Возможно возникновение такой ситуации, когда при пожаре нарушается плотность элементов конструкции трансформатора, и в этом случае масло может разлиться по поверхности смешиваясь с водой, применяемой при тушении пожара. В этом случае должны предусматриваться специально установленные емкости, куда должна сливаться водно-масляная смесь, образующаяся во время тушения пожара. В этом маслосборнике предусматривается устройство для разделения воды и масла. Кроме того, используется газовая защита трансформатора, которая включает систему пожаротушения только поврежденной фазы.

Кабельные сооружения ГЭС должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и запорно-пусковых устройств (ЗПУ). Каждый объект оснащается системой пожарного

обнаружения и оповещения, с помощью которой осуществляется обнаружение пожара и автоматический пуск системы и подача воды на очаг пожара.

Каждый объект станции оснащается системой пожарной сигнализации, с помощью которой осуществляется контроль за противопожарным состоянием защищаемого объекта автоматическим пуском системы пожаротушения.

Контроль за противопожарным состоянием объекта осуществляется с помощью датчиков пожаротушения, которыми оснащаются объекты.

7.2 Охрана труда Алапаевской ГЭС

Основной целью внедрения правил охраны труда на проектируемой Алапаевской ГЭС является обеспечение безопасных и нормальных условий труда для работников на всех стадиях производственного процесса.

Все работники ГЭС, а также работники подрядных организаций, привлекаемых для работ на территории ГЭС, должны знать и выполнять соответствующие требования в области охраны труда.

Для выполнения и обеспечения правил охраны труда на Алапаевской ГЭС должно выполняться следующее:

- Проектирование, строительство, реконструкция и ремонт гидротехнических сооружений, гидромеханического и электротехнического оборудования ГЭС, территория и акватория в зоне ответственности ГЭС, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать нормам законодательства, требованиям технических регламентов, стандартов.

- Отступления от требований как при обслуживании действующего, так и вновь вводимого или реконструируемого оборудования не допускаются, за исключением введения новых нормативных актов по охране труда.

- Сооружения и оборудование ГЭС должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда.

- У компании (организации) ГЭС на случаи возникновения нерасчетных эксплуатационных ситуаций должны быть в постоянной готовности к реализации предварительно разработанные для разных степеней угрозы технические и организационные мероприятия по обеспечению безопасности персонала ГЭС. В мероприятиях должны учитываться конкретные специфические особенности ГЭС. При необходимости (в случае реализуемой возможности) ими должно быть предусмотрено обустройство специальных безопасных (аварийно-спасательных) помещений, рассчитанных на соответствующий штатный состав персонала.

- Для Алапаевской ГЭС должны быть разработаны схемы и пути эвакуации работников из зон расчетно-возможного затопления или обрушения грунта на отметки выше расчетного уровня такого затопления, оползня, обрушения или в специальные безопасные помещения.

- Экспликации планы эвакуации должны быть вывешены на видных местах. Экспликации при отключении основного освещения должны подсвечиваться от резервных автономных источников питания.

- Эвакуационные выходы должны быть оснащены видимыми при отключении основного освещения водонепроницаемыми указателями с автономными источниками питания.

- Устанавливаемое оборудование ГЭС и его комплектующие должны иметь сертификат соответствия требованиям безопасности.

- Подразделения ГЭС, соответствующие безопасные помещения должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, системами автономных устройств жизнеобеспечения; а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами. При этом в помещениях должны быть предусмотрены расчетно-необходимые запасы питьевой воды, СИЗ и дыхательных смесей, соответствующее обустройство санитарно-бытовыми устройствами и дистанционными средствами связи.

Персонал соответствующих подразделений ГЭС, должен быть извещен и знать об объеме укомплектования рабочих зон и безопасных помещений указанными средствами, о наличии и порядке обновления в них запасов питьевой воды и воды для санитарных нужд, о наличии и порядке пользования соответствующими санитарно-бытовыми устройствам и дистанционными средствами связи.

Руководство ГЭС несёт ответственность за состояние охраны труда и безопасности на ГЭС и должны обеспечить контроль соблюдения требований стандарта, требований инструкций по охране труда, проведение инструктажей и тренировок для отработки навыков по эвакуации работников в случае появления угрозы затопления или обрушения грунта, по применению и пользованию автономных установок жизнеобеспечения, безопасных помещений, способных защитить работников в случае затопления помещений здания ГЭС, а также навыков по закрытию вручную затворов на гребне плотины и дверей в безопасных (аварийно-спасательных) помещениях.

Применяемые при работах грузоподъемные машины и механизмы, приспособления, инструмент и средства защиты должны соответствовать требованиям стандартов, соответствующих федеральных органов исполнительной власти, уполномоченных в сферах государственного надзора, инструкций заводов-изготовителей.

Руководство ГЭС должны обеспечивать контроль и систематические проверки:

- соответствия как функционирующего, так и находящегося в ремонте или в резерве оборудования и сооружений ГЭС требованиям безопасности,

- знаний работниками схем путей эвакуации, схем размещения безопасных помещений, навыков их использования на практике;
- знаний работниками СИЗ, средств коллективной защиты и систем автономных установок жизнеобеспечения, навыков их применения по назначению;
- соблюдения работниками норм охраны труда и безопасности;
- правильным, по назначению, использованием работниками предохранительных приспособлений, спецодежды и других в зависимости от характера выполняемых работ.

Руководство ГЭС обязаны:

- способствовать соблюдению работниками гигиены труда на рабочих местах, в производственных помещениях, на территориях и акваториях,
- создавать на ГЭС условия труда, соответствующие гигиеническим нормативам условий труда из руководства по гигиенической оценке факторов рабочей среды

Работник обязан знать, выполнять и нести персональную ответственность за нарушение требований законодательных и иных нормативных актов по охране труда.

В должностной инструкции (руководстве по эксплуатации на рабочем месте) должны быть изложены требования и меры по исключению несанкционированного отключения предупредительной сигнализации, систем видеонаблюдения и беспроводной связи, а также аварийной защиты гидроагрегата.

8 Технико-экономическое обоснование

8.1 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

8.1.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования, эти этапы укрупнёно показаны в календарном графике.

Оценка объёмов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации представлена в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объёмов реализации электроэнергии в первые годы

Наименование показателя	Год реализации проекта				
	2026	2027	2028	2029	2030
Установленная мощность, МВт	1262	1262	1262	1262	1262
Число часов использования установленной мощности	6900	6900	6900	6900	6900
Выработка электроэнергии, МВт·ч	8707248	8707248	8707248	8707248	8707248
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Расход электроэнергии на собственные нужды, МВт·ч	87072,48	87072,48	87072,48	87072,48	87072,48
Объём реализации электроэнергии, МВт·ч	8620175	8620175	8620175	8620175	8620175
Тариф на электроэнергию, руб/ МВт·ч	1253	1286	1318	1349	1379
Выручка от реализации электроэнергии, млн.руб.	900,0	923,7	946,7	969,0	990,0
НДС к выручке, млн.руб	137,3	140,9	144,4	147,8	151,1

Таким образом окупаемость проекта началась через 6,7 лет (81 месяца) после начала строительства.

8.1.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №92 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.) с учетом реализованной электроэнергии.

Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный горизонт

планирования всеми структурными подразделениями ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗО ПАО «РусГидро».

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

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

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

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- 1) Амортизационные отчисления;
- 2) Расходы по страхованию имущества;
- 3) Эксплуатационные расходы;
- 4) Расходы на ремонт производственных фондов;
- 5) Расходы на услуги регулирующих организаций;
- 6) 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 м незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости): 0,08%.

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

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	107,7	322,04
Прочие	165,3	345,77
Итого по ГЭС	273,0	667,08

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в %, представлены в таблице 8.1.3.

Таблице 8.1.3 – Удельные значения расходов на ремонт %

Этап проекта	Величина
от 1 до 5 лет	0,06
от 6 до 15 лет	0,09
от 16 до 25 лет	0,14
свыше 26 лет	0,2

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38тыс.руб/Мвт	170,83
НП АТС (администратор торговой системы)	0.001097тыс.руб/Мвт·ч	11,96
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0.000318тыс.руб/Мвт·ч	3,46
Итого		186,26

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

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2026	2027	2028	2029	2030
Амортизационные отчисления, млн.руб.	3,25	3,38	4,71	4,72	3,94
Расходы на страхование, млн.руб.	0,40	0,37	0,40	0,36	0,32
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	667,81	667,81	667,81	667,81	667,81
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	186,27	186,27	186,27	186,27	186,27
Налог на воду, млн.руб.	47,98	52,34	52,34	52,34	52,34
Итого, млн.руб.	905,70	910,16	911,52	911,49	910,67

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы (рисунок 8.1).

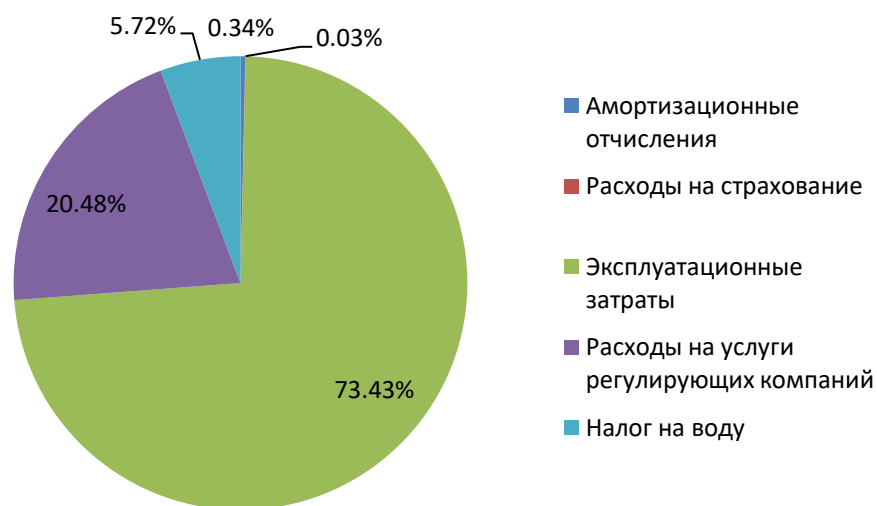


Рисунок 8.1– Структура текущих затрат по гидроузлу, %

8.1.3 Налоговые расходы

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

Учтены следующие налоги:

- 1) Налог на прибыль – 20%;
- 2) НДС – 18%;
- 3) Взносы в социальные фонды – 34%;
- 4) Налог на имущество – 2,2%
- 5) Налог на воду на 1 тыс. кВт.ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот за период 2026-2030 годы приведены в таблице 8.6

Таблица 8.6– Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2026	2027	2028	2029	2030
Налог на прибыль, млн.руб.	2169,84	2431,87	2494,35	2555,30	2614,66
НДС, млн.руб.	1967,94	2200,40	2255,48	2311,73	2365,00
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	667,81	667,81	667,81	667,81	667,81
Налог на имущество, млн.руб.	0,91	0,88	0,90	0,86	0,75
Итого, млн.руб.	4806,49	5300,96	5418,54	5535,70	5648,22

8.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

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

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2026	2027	2028	2029	2030
Выручка (нетто), млн.руб.	11934,18	12250,85	12564,20	12868,30	13163,50
Текущие расходы, млн.руб.	905,70	910,16	911,52	911,49	910,67
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	11028,48	11340,69	11652,68	11956,80	12252,83
ЕВИТ(прибыль от налогообложения), млн.руб.	11028,48	11340,69	11652,68	11956,80	12252,83
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	2205,69	2268,14	2330,54	2391,36	2450,56
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	8822,78	9072,55	9322,14	9565,44	9802,26
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

8.3 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №92 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»)

8.3.1 Методология, исходные данные

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

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

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии:

а) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ПАО ПАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на

основании заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

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

в) Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №92 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.».

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

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

Период прогнозирования для Алапаевской ГЭС составляет 20лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.

Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 2 кв. 2019 года.

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

8.3.2 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Показатели эффективности реализации проекта «Алапаевской ГЭС на реке Тавда»

Наименование	значения
Ставка дисконтирования, %	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	81
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	1566,6
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,74
Себестоимость эл.энергии, руб/кВт·ч	0,048
Удельные капиталовложения, руб/кВт	75000

8.3.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений величина которых показана в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2026	2027	2028	2029	2030
В федеральный бюджет, млн. рублей	4188,67	4687,65	4805,23	4922,39	5034,92
В региональный бюджет, млн. рублей	4185749	4684609	4802170	4919365	5032001
Итого налоговых поступлений, млн. рублей	913,09	876,83	896,58	860,07	751,76

9 Сейсмические наблюдения на Алапаевской ГЭС

9.1 Определение сейсмичности района Алапаевской ГЭС

При проектировании гидротехнических сооружений для определения нормативной сейсмичности района строительства надлежит применять действующую систему карт общего сейсмического районирования. Гидроузел расположен в сейсмоактивном районе, фоновая сейсмичность которого в соответствии с картой ОСР-2015-С оценивается в 7 баллов в связи с этим проектировать и эксплуатировать сооружение I класса необходимо в соответствии со СП 14.13330.2014 «Строительство в сейсмических районах».

Карта ОСР-2015-С представлена на рисунке 9.1.

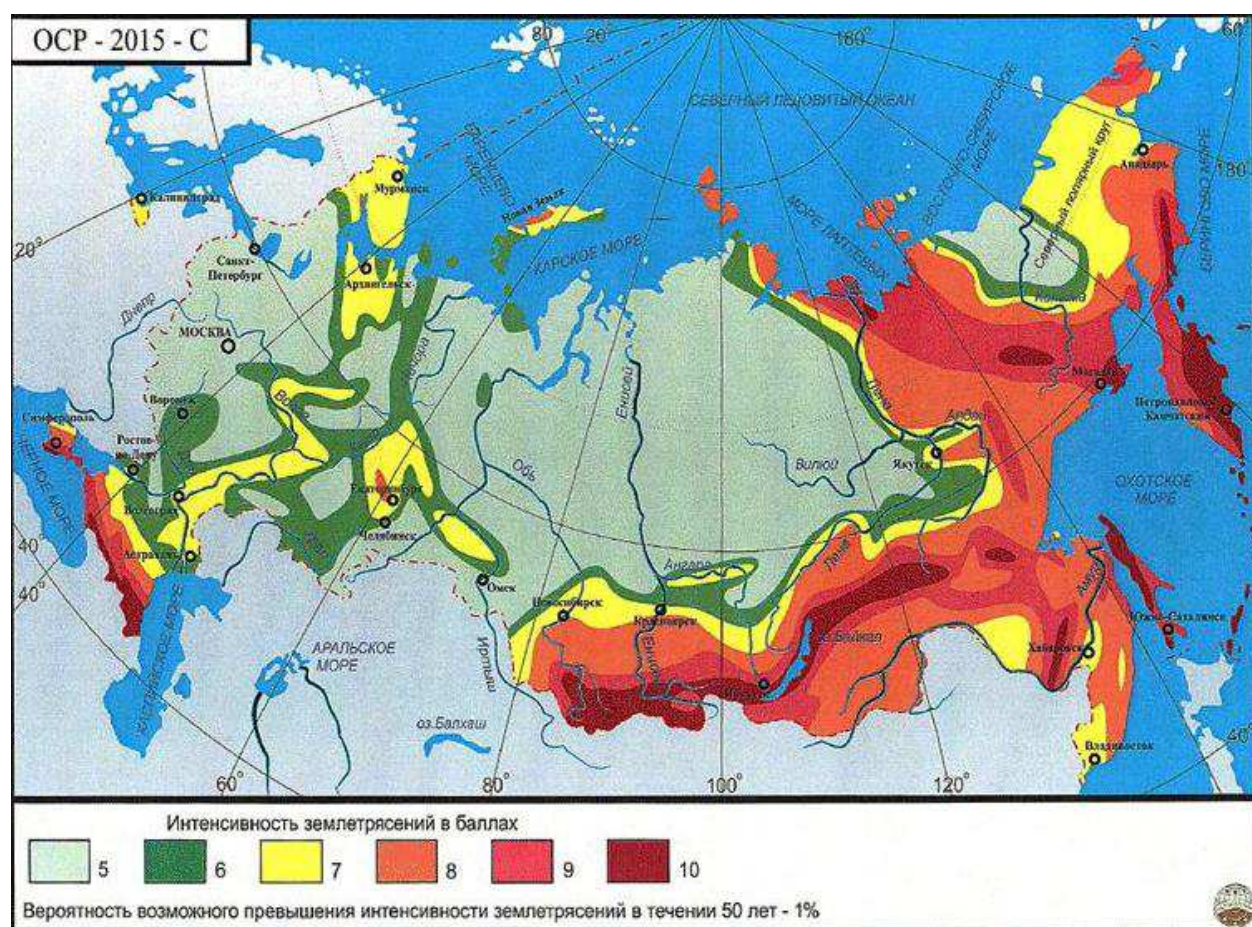


Рисунок 9.1 - Карта ОСР-2015-С

В связи с тем, что район створа характеризуется 7 бальной сейсмичностью, то необходимо проводить следующие виды специальных наблюдений (требование ПТЭ 2003 п.3.1.32):

1. Инженерно-сейсмометрические наблюдения за работой сооружений и береговых примыканий (сейсмометрический мониторинг);
2. Инженерно-сейсмологические наблюдения в зоне ложа водохранилища вблизи створа сооружений и на прилегающих территориях (сейсмологический мониторинг);

3. Тестовые испытания по определению динамических характеристик этих сооружений (динамическое тестирование) с составлением динамических паспортов.

9.2 Инженерно-сейсмологические наблюдения

Проведение инструментальных сейсмологических наблюдений в районе водохранилища необходимо для определения сейсмического района гидроузла, а также для установления факта наличия или отсутствия наведенной сейсмичности, связанной с эксплуатацией водохранилища, и ее изучения. Помимо этого они позволяют на основе накапливающихся данных о сейсмичности района и региона уточнять рекомендованные параметры для расчета сейсмостойкости сооружений.

Для проведения инженерно-сейсмологических наблюдений в зоне ложа водохранилища вблизи створа сооружений и на прилегающих территориях сооружаются стационарные пункты наблюдений, в которых размещаются автономные регистрирующие сейсмические станции. Для обработки, анализа, архивирования и передачи полученных сейсмологических данных, а также ведения отчетности организуется информационно – обрабатывающий центр локальной сейсмологической сети. Работа службы инженерно – сейсмологических наблюдений должна быть организована таким образом, чтобы её наблюдения были увязаны с наблюдениями проводимые инженерно-сейсмометрической системой, установленной на плотинах, и с наблюдениями единой службы сейсмологических наблюдений РФ.

9.3 Сейсмологическая сеть

Основные требования к локальным сетям, размещающимся в районах крупных гидротехнических сооружений:

1. Сейсмостанции должны обеспечивать надежную регистрацию землетрясений малых энергетических классов $K \geq 3$ ($M \geq -2$) в районе плотины и головной части водохранилища, включая территорию окружения радиусом до 30÷50 км;

2. Регистрация должна проводиться современной цифровой аппаратурой – условие, разрешающее получать данные, пригодные для телеметрической передачи и оперативной обработки с использованием специализированных компьютерных технологий;

3. В системе наблюдений должно быть не менее трех-четырех сейсмостанций, что позволяет определять глубину очага землетрясений, происходящих на территории, окруженной сейсмостанциями;

4. Сейсмостанции сети должны быть связаны системой телеметрического контроля и передачи данных;

5. Одна из станций сети является опорной – на ней собирается весь получаемый материал и проводится совместная обработка данных всех сейсмостанций локальной сети.

Сейсмостанции располагаем таким образом, чтобы обеспечить наиболее полную картину сейсмособытий вокруг гидроэлектростанции.

Сеймопавильоны располагаем в скале, вдали от населённых пунктов и других источников помех.

Координаты ГЭС:

Широта: 59°46'37.5"N (59.777085);

Долгота: 62°39'10.3"E (62.652855).

Расположение сейсмологических павильонов представлено на рисунке 9.2

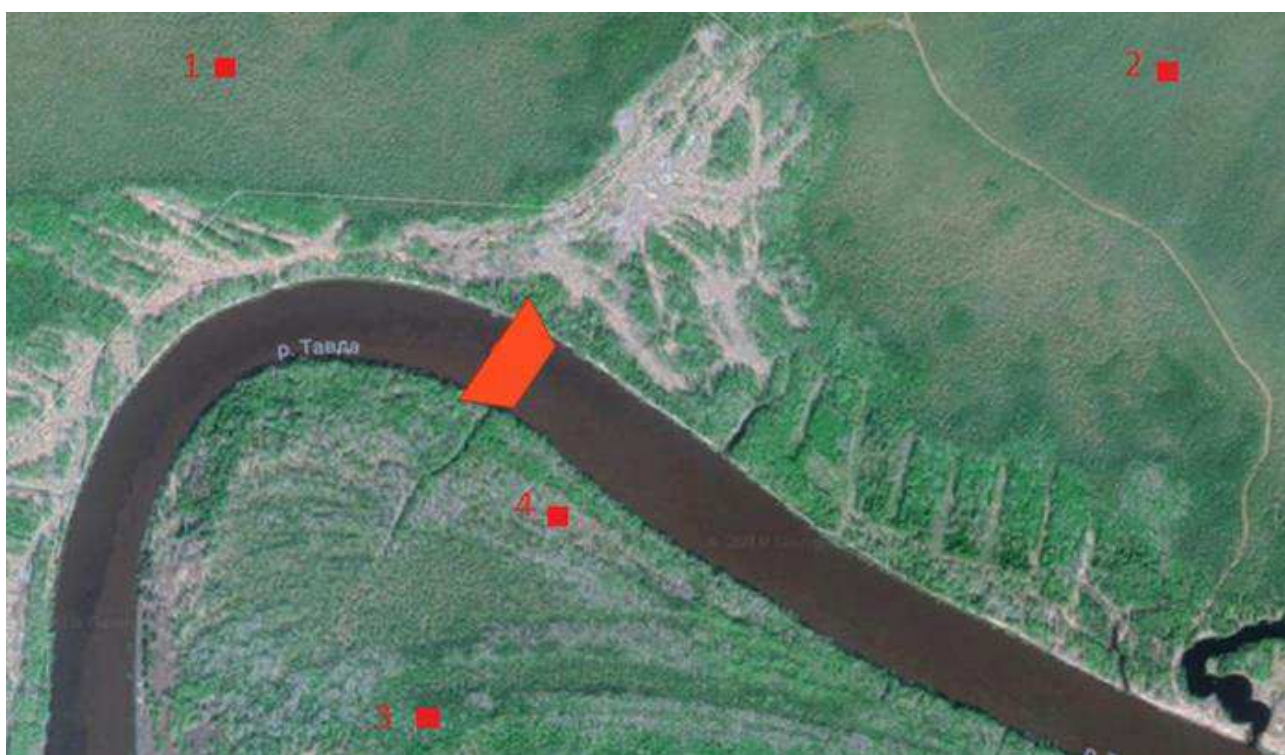


Рисунок 9.2 – Расположение сейсмологических павильонов

Наименование сейсмологических павильонов:

1. Западный;
2. Восточный;
3. Южный;
4. Опорный.

На ГЭС расположен АСК «Алапаевский».

Сеймопавильоны были расположены таким образом, чтобы обеспечить наиболее полную картину сейсмособытий.

9.4 Оборудование сейсмологической сети

При выборе оборудования для сейсмостанций и способа его установки необходимо учитывать рекомендации Геофизической службы РФ. Выбираем сейсмический цифровой регистратор ZET 048-C-VER.3. Сейсмостанция ZET 048-C представляет собой сейсмоприёмник и 24-разрядный измерительный модуль, которые обеспечивают высокую чувствительность регистрации сейсмосигнала и его аналого-цифровое преобразование независимыми АЦП.

Сейсмостанция ZET 048-C-VER.3 имеет встроенный аккумулятор и энергонезависимый накопитель, что позволяет проводить запись в автономном режиме в случае отсутствия основного питания. В таблице 9.1 представлены характеристики цифровых сейсмических регистраторов ZET 048-C-VER.3.

Таблица 9.1 – Характеристики цифровых сейсмических регистраторов ZET 048-C-VER.3

Наименование показателей	Значения показателей
Количество каналов	4
Диапазон температур	-40 до +60 °С
Напряжение питания	12 В
Частотный диапазон	0,1-1000Гц
Разрядность АЦП	24 бит
Эквивалентный уровень собственных шумов (при частоте дискретизации 50 Гц), не более	4 мкВ
Динамический диапазон	124Дб (при 50 отсчетах в секунду); 120Дб (при 250 отсчетах в секунду).
Входное сопротивление аналогового тракта	100 кОм
Входная емкость аналогового тракта, не более	10pF
Потребляемая мощность	0,6 Вт
Скорость обмена по шине HighSpeed USB 2.0	480 Мбит/с
Скорость обмена по шине Ethernet	100 Мбит/с
Объем встроенной энергонезависимой памяти (карта памяти SD)	32 Гб
Частота дискретизации при записи на накопитель по каналу	2,5 кГц
Время записи SD-карту объемом 32 Гб по 4 каналам при частоте дискретизации 500 Гц	Более 1000 ч
Скорость чтения с SD-карты (по USB)	До 800кБит/с
Время выхода приемника GPS в режим	От 2 до 15 мин
Точность работы тактового генератора	0,1 ppm
Средняя наработка на отказ	10 000 ч
Средний срок службы	10 лет

Выбираем сейсмоприёмник А1633. Тип сейсмоприёмников пьезоэлектрических А1633. Сейсмодатчик подходит по техническим и ценовым характеристикам. Характеристики сейсмоприёмника А1633 представлены в таблице 9.2.

Таблица 9.2 - Технические характеристики сейсмоприемника типа А1633

Наименование показателей	Значения показателей
Число каналов	3
Номинальный коэффициент преобразования	1 В/(м/с ²)
Рабочий диапазон частот	0,1 - 200 Гц
Максимальное измеряемое ускорение	2 м/с ²
Интегральный шум в рабочей полосе частот	2×10 ⁻⁵ м/с ²
Коэффициент нелинейных искажений при выходном напряжении	0,05%
Габариты	65×65×65мм
Питание	12 В; 5 мА

Для бесперебойной работы сеймопавильона установим аккумуляторную фотоэлектрическую систему электроснабжения ФЭК StecaTarom-PI мощностью 4 кВт. Данный фотоэлектрический комплект включает в себя оборудование Steca - солнечный контролер заряда Tarom и высокоэффективный инвертор Steca PI. Также, важной особенностью является также функция обмена информацией и инвертором о зарядных и разрядных токах, что позволяет системе обеспечивать оптимальный заряд и разряд аккумуляторов ориентируясь не просто на напряжение на аккумуляторной батарее, а на степень их заряженности. Это позволяет существенно увеличить срок службы аккумуляторов.

Комплект позволяет питать как нагрузку постоянного тока 12 В, так и переменного 220В.

Для передачи информации на сервер в режиме online устанавливаем спутниковую антенну OPENMAXP-180-6R параметры которой указаны в таблице 9.3.

Таблица 9.3 – Параметры антенны OPENMAXP-180-6R

Наименования	Значения
Диаметр	1,8 м
Стойка	сборная
Фок. Расстояние	0,67 м
Коэфф. Усиления	38,5 dB

Схема работы сейсмологической сети представлена на рисунке 9.3.

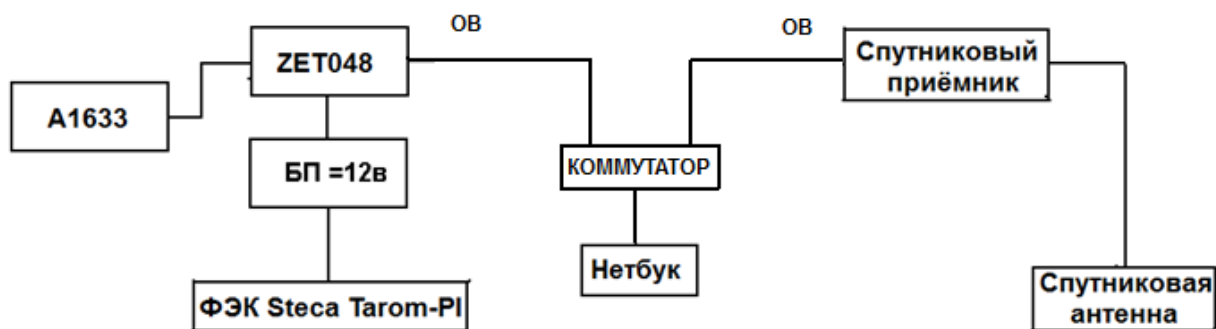


Рисунок 9.3 – Схема работы сейсмологической сети

- A1633 – сейсмодатчик;
- ZET048 – собирает аналоговую информацию с A1633 и оцифровывает;
- Нетбук – обеспечивает синхронизацию времени и запоминает информацию, осуществляет передачу данных по графику;
- Блок питания – обеспечивает бесперебойное питание 12В;
- ФЭК Steca Tarom-PI – аккумуляторная фотоэлектрическая система электроснабжения;
- ОВ- оптическое волокно;
- Коммутатор - сетевое устройство, предназначенное для объединения нескольких устройств Ethernet в общий сегмент сети.

9.5 Автоматизированная система сейсмометрического контроля

Автоматизированный сейсмометрический комплекс (АСК) «Алапаевский» предназначен для непрерывной в режиме онлайн регистрации сейсмического и микросейсмического фона плотины в процессе её эксплуатации и прилегающего массива, а также регистрации реакции плотины на внешние и внутренние механические воздействия (землетрясения, взрывы, водосброс и пр.), с целью определения динамических характеристик и оценки эксплуатационного состояния.

АСК «Алапаевский» обеспечивает непрерывный мониторинг технического состояния плотины в процессе её эксплуатации, в режиме реального времени, из долгосрочного ряда наблюдений возможно прогнозирование развития (изменения) эксплуатационных характеристик под воздействием внешних динамических явлений.

9.6 АСК «Алапаевский»

Сейсмометрическая сеть ГЭС состоит из 17 станций: 8 сеймопавильонов располагаются на гребне плотины, 3 в центральной галерее плотины. По две точки расположено в грунтовой правобережной и левобережной плотине т.к. это минимизирует вероятность возникновения ошибки в измерениях.

Шесть павильонов устанавливаем в водосбросной части и здании ГЭС. Расположение сейсмометрических павильонов представлено на рисунке 9.4.

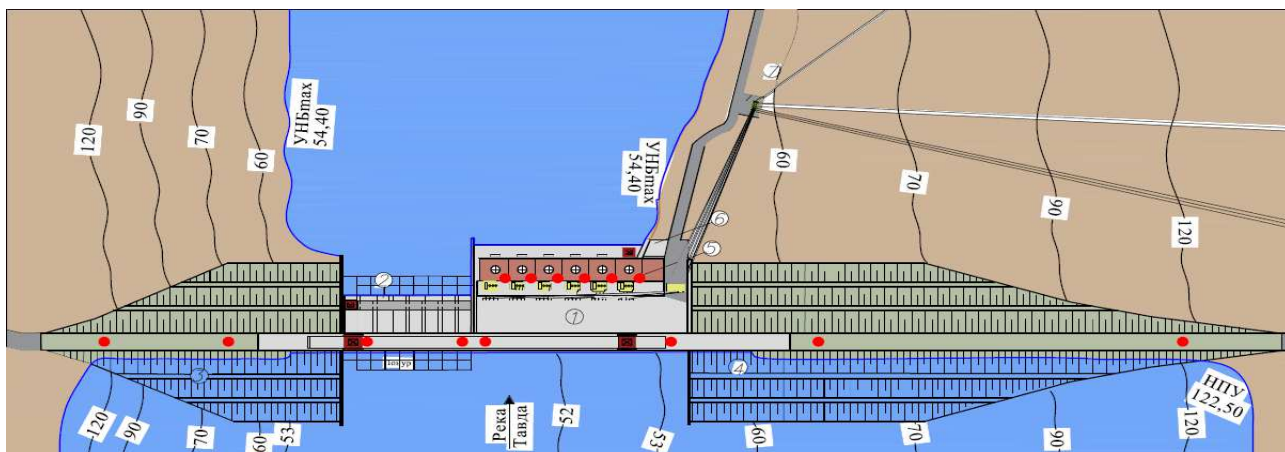


Рисунок 9.4 – Расположение сейсмометрических павильонов

9.7 Оборудование АСК «Алапаевский»

Контрольно – измерительная аппаратура представляет собой универсальный цифровой сейсмический регистратор ZET 048-С.

В базовый комплект поставки ZET 048-С входит:

1. Регистратор сейсмический цифровой ZET 048-С со встроенным сейсмоприёмником ВС 1313;
2. Приёмник для синхронизации по системе ГЛОНАСС/GPS;
3. Кабель USB;
4. Встроенный аккумулятор и блок питания для зарядки;
5. Встроенная карта памяти для записи сигналов в автономном режиме;
6. CD-диск с ПО ZETLAB SEISMO;
7. Комплект эксплуатационной документации.

Регистратор имеет следующие преимущества:

1. Привязка к местности по GPS;
2. Без демонтажная поверка;
3. Встроенный сейсмоприёмник.

Электропитание регистратора осуществляется от линии собственных нужд, так же подведен резервный источник питания, запитанный от другого источника.

Передача сигнала производится через информационный кабель FTP 8x0,75 наружного исполнения.

Сигнал поступает на сервер Алапаевской ГЭС, где обрабатывается в программном обеспечении ZETLAB SEISMO.

Схема работы сейсмометрического комплекса Алапаевской ГЭС приведена на рисунке 9.5.

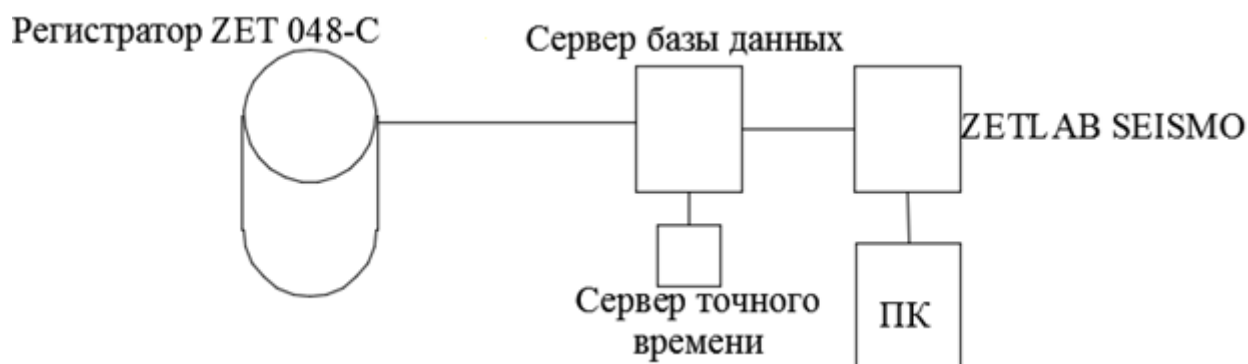


Рисунок 9.5 – Схема работы сейсмометрического комплекса Алапаевской ГЭС

9.8 Техническое обеспечение АСК «Алапаевский»

АСК «Алапаевский» обеспечивает регистрацию реакции гидросооружения на внешние и внутренние возмущающие воздействия в частотном диапазоне 0.1-20 Гц, с использованием датчиков скорости (ускорения), расположенных в сеймопавильонах, находящихся в теле плотины и береговых примыканиях.

Сейсмические события, превышающие критерии безопасности, выделяются автоматически (критерии выявления событий имеют несколько параметров, таких как превышение амплитуды сигнала, над уровнем фоновых колебаний, продолжительность обнаруженного сигнала, скорость нарастания сигнала и др.) и заносятся в базу данных, с соответствующими временными отметками (временные отметки синхронизируются по каналу «ГЛОНАС-GPS»).

На сигнализацию выведены следующие основные параметры:

Служба времени АСК «Алапаевский» обеспечивает погрешность относительной синхронизации сейсмических данных.

Запись микросейсмического фона для оценки параметров плотины сейсмометрическими методами осуществляется по заданному расписанию, автоматически.

АСК «Алапаевский» имеет встроенную систему автоматической диагностики (периодического контроля основных технических характеристик собственных подсистем).

Программа осуществления мониторинга технического состояния плотины, по микросейсмическим записям обеспечивает определение частоты первых 3-5 собственных колебаний сооружения, с точностью, не менее 0.1Гц.

АСК «Алапаевский» обеспечивает следующие технические характеристики:

1. Число каналов регистрации, шт 24-60 (кратно 3);
2. Количество сеймопавильонов, шт 10-20;

3. Удалённость сейсмопавильонов от основного функционального блока регистрации сейсмических колебаний до, км 5,0;
4. Частотный диапазон регистрации сейсмической информации, Гц. 0,2–100;
5. Разрешающая способность АЦП (разрядность) 24;
6. Динамический диапазон, дБ, не менее 96.

9.9 Программное обеспечение АСК «Алапаевский»

Программное обеспечение обеспечивает:

1. Регистрирует непрерывные сейсмометрические воздействия;
2. Программа автоматического выделения сейсмометрической информации по заданным критериям;
3. Программа визуализации сейсмометрических данных (сейсмических событий с определением балльности)
4. Программа предварительной обработки данных мониторинга плотины и определения основных динамических характеристик колебаний;
5. База данных;
6. Программа сравнения динамических параметров гидросооружения во времени с учетом сезонных изменений характеристик и их визуализация;
7. Программа аварийной сигнализации (оповещение по установкам) оперативникам службе СМ ГТС.

Если расчётные данные превышают величины заложенных установок, по критериям безопасности первого уровня производится автоматическая сигнализация на ЦПУ, в случае которой должны быть предприняты меры регламентированные для данной ситуации.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры гидротехнического сооружения I класса, Алапаевского гидроузла на реке Тавда.

В рамках гидрологического расчета были определены значения максимальных расчетных расходов для основного (обеспеченностью 0,1%) и поверочного (0,01% обеспеченности) случаев.

В ходе водно-энергетических расчетов на основе исходных данных по энергосистеме и гидрологии была выбрана установленная мощность проектируемой Алапаевской ГЭС, а также определена зона ее работы в суточных графиках нагрузки для зимы и лета. Установленная мощность составила 1262 МВт. Алапаевская ГЭС будет работать как в базовой части графика нагрузки, так и в пиковой и полупиковой части. Определен уровень мертвого объема, отметка которого равна 103 м. Полезный объем при данных отметках НПУ 122,5 м и УМО составляет 13,8 км³. Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составила 14,29 млрд. кВт·ч.

Далее была выявлена допустимая область работы гидроэлектростанции, по которой определены следующие параметры:

- максимальный напор $H_{\max} = 69,5$ м;
- расчетный напор $H_p = 60$ м;
- минимальный напор $H_{\min} = 46,6$ м.

Из полученного диапазона изменения напора по справочным данным было подобрано два типа гидротурбин, поворотные – лопастные гидротурбины (ПЛ) и радиально-осевые (РО). После сравнения рабочих зон гидротурбин, а также по результатам технико-экономического расчета был принят на установку гидротурбина РО 75/841а – В – 710 в количестве 6 шт.

По справочным данным для выбранной радиально-осевой турбины с синхронной частотой вращения 93,8 об/мин был подобран серийный гидрогенератор СВФ 1690/175-64 с номинальной активной мощностью 590 МВт.

Исходя из принятого диаметра и типа рабочего колеса, для каждого гидроагрегата устанавливаем следующую маслonaпорную установку: МНУ 20/2-40-20-3.

На следующем этапе были определены состав, тип и компоновка основных сооружений. В связи с геологическими условиями района расположения створа гидроузла и сравнения способов пропуска расходов через гидроузел, принята компоновка, при которой все сооружения гидроузла расположены в русле. Здание ГЭС – приплотинного типа.

В состав гидроузла входят:

- Левобережная глухая грунтовая плотина;
- Бетонная водосбросная плотина с донными водосбросами;
- Станционная бетонная плотина;

— Правобережная глухая грунтовая плотина.

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы – 51,6 м;
- отметка подошвы плотины – 48,8 м;
- отметка гребня водослива – 118 м;
- число водосливных пролетов – 8шт;
- ширина водосливных пролетов – 10 м;
- отметка гребня – 126,8 м;
- ширина гребня – 24 м с сужением до 10 м на лево и правобережных глухих частях плотины.

Для гашения гидравлической энергии водного потока, пропускаемого через водосливную плотину, применен способ отброса струи с помощью носка-трамплина.

Для снятия противодействия устраиваем цементационную завесу и дренаж.

Цементационная завеса устраивается на глубину 35,2 м, на расстоянии от напорной грани 5,2 м до ее оси. Глубину скважин дренажа равна 24,6 м.

Произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном и особом сочетаниях нагрузок. В результате расчетов методом предельного состояния 1 группы коэффициент надежности сооружения составляет 1,33 и 1,26 для основного и особого сочетаний нагрузок соответственно. Таким образом, плотина Алапаевского гидроузла отвечает требованиям надежности.

Была разработана технология организации и производства гидротехнических работ, составлен календарный график строительства.

Рассмотрены мероприятия по охране труда и пожарной безопасности.

Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния гидроузла.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

- Удельные показатели - 75000 руб/кВт;
- Индекс прибыльности - 1,74 руб;
- Себестоимость производства электроэнергии - 0,048 руб/кВт·ч;
- Срок окупаемости - 81 месяцев с начала строительства.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гидроэнергетика /В.И. Обрезков, Н.К. Малинин, Л.А. Кароль и др.; Под ред. В.И. Обрезкова. - Энергоиздат, 1981. – 608 с.
2. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов/Сост.А.Ю. Александровский, Е.Ю.Затеева, Б.И.Силаев, СШФ КГТУ.-Саяногорск.:2005, - 174 с.
3. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. - Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989, - 608 с.: ил.
4. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: в 2 т./Под ред. Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева. - Т.1. Основное оборудование гидроэлектростанций. - М.: Энергоатомиздат, 1988. - 400 с.: ил.
5. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3./ Под общ. ред. Профессоров МЭИ В.Г. Герасимов и др.- 9-е изд., стер. – М.: Издательство МЭИ, 2004.-964 с.
6. Правила устройства электроустановок/Главэнергонадзор России. - 6-е изд., перераб. и доп.-М.:Энергоатомиздат, 1998. - 608 с.
7. Чугаев Р.Р. Глухие плотины. – Л.:Энергоиздат. Ленингр. отд – е, 1980. - 480 с.
8. Гришин М.М. Гидротехнические сооружения (в двух частях). Ч.1: Учебник для студентов вузов – М.: Высшая школа, 1979. – 615 с.
9. Чугаев Р.Р. Гидравлика. – Л.:Энергоиздат. Ленингр. отд – е, 1982. - 672 с.
10. Киселев А.М. Гидротехнические сооружения.: Учебник для студентов вузов – М.: Высшая школа, 1975. – 615 с.
11. Гидротехнические сооружения /Г.В.Железняков, Ю.А.Ибад-Заде, П.Л.Иванов; Под общ. ред. В.П. Недриги.–М.:Стройиздат,1983. –543 с., ил.
12. Рассказов Л.Н и др. Гидротехнические сооружения. в двух частях. Ч.1. – М.: Стройиздат, 1996. – 440 с.
13. Специальные грузоподъемные машины: Учеб. пособие: В 8 кн. Кн.4: Козловые краны и мостовые перегружатели. Краны кабельного типа/А.П. Кобзев, В.П. Пономарев; Под ред. К.Д. Никитина. Красноярск: ИПЦ КГТУ,2005. –140 с.
14. РД 153.-34.0-03.301-00. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий [Электронный ресурс] : от 21.12.99 N 20/23/3806 // Справочная правовая система «Законы. Кодексы и нормативно - правовые акты РФ». – Режим доступа: <https://legalacts.ru>.
15. Сборник ГЭСН – 2001 в редакции 2009 года [Электронный ресурс]: Оперативное календарное планирование «DefSmeta». – Режим доступа: <https://www.defsmeta.com>.

16. СП 38.13330.2018 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СП 38.13330.2012 «СНиП 2.06.04-82*». – Введ. 17.02.2019 – Москва: ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ», 2019.

17. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – Введ. 01.01.2013 - Москва: ОАО ЦПП, 2012. – 40 с

18. СП 14.13330.2014 Строительство в сейсмических районах. Актуализированная редакция СНиП II.07.04-81*.– Введ. 01.06.2014.

19. Экономика промышленности: Учеб. пособие для вузов.- В 3-х т. Т.2. Экономика и управление энергообъектами. Кн.1. Общие вопросы экономики и управления/А.И. Барановский, Н.Н. Кожевников, Н.В. Пирадова; - М.: Издательство МЭИ, 1998.-296 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Проточная часть модельной гидротурбины РО 75/841а-В-46

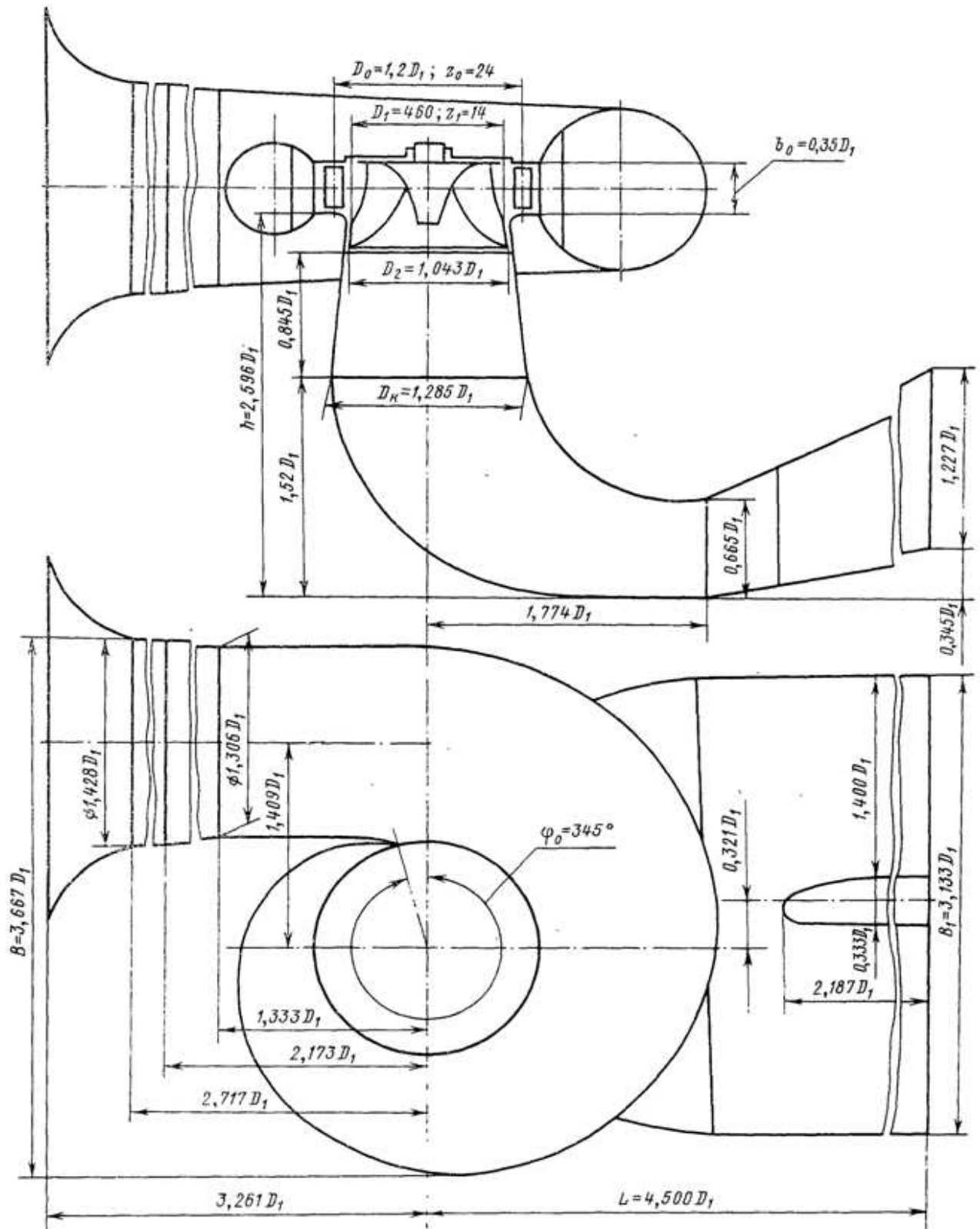


Рисунок А.1 – Проточная часть модельной гидротурбины РО 75/841а-В-46

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Нагрузки действующие на плотину

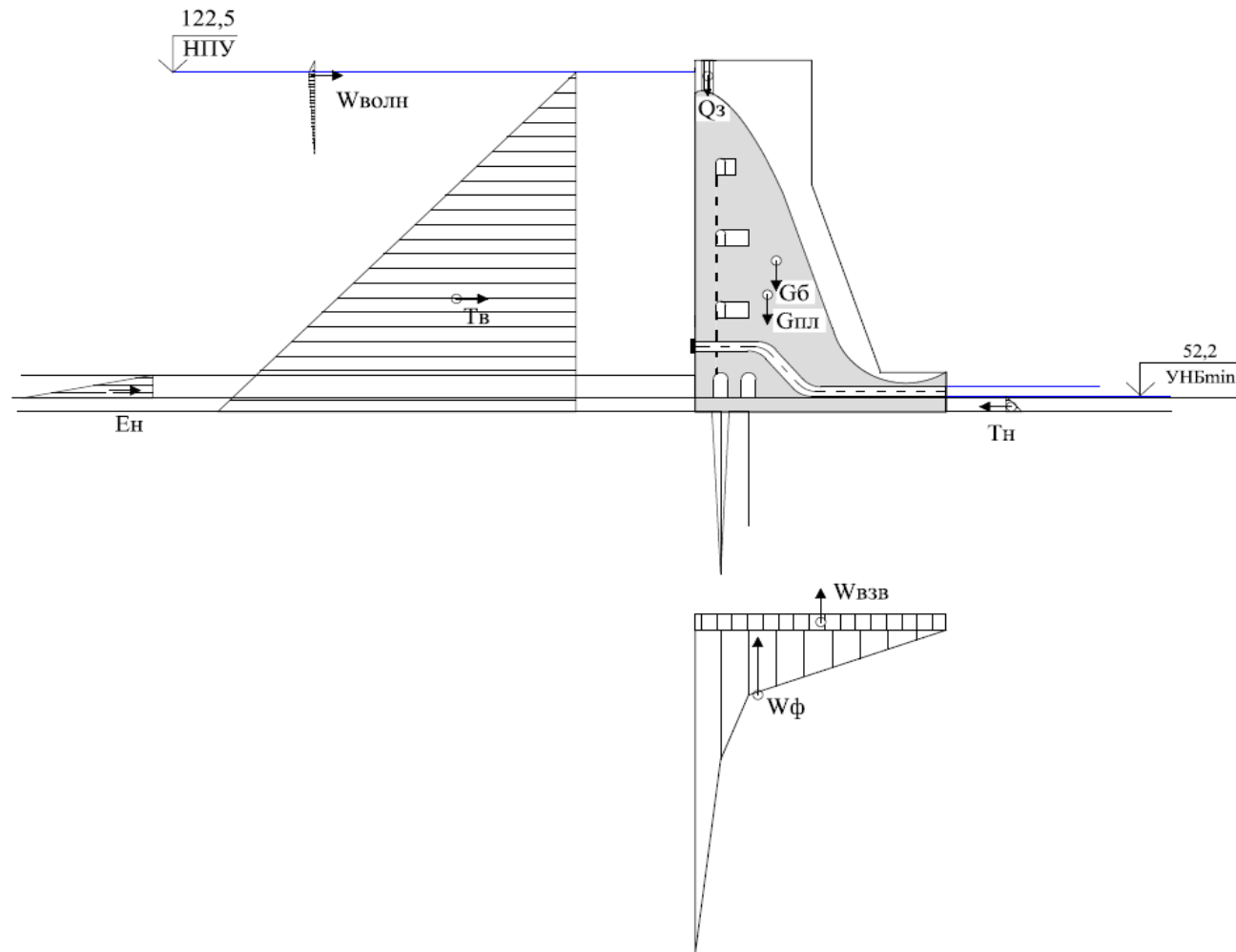
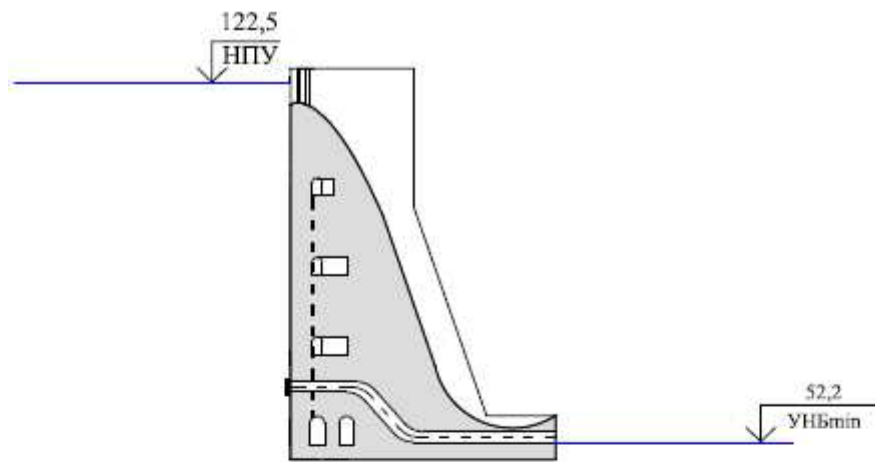


Рисунок Б.1 – Эпюры действующих нагрузок на плотину

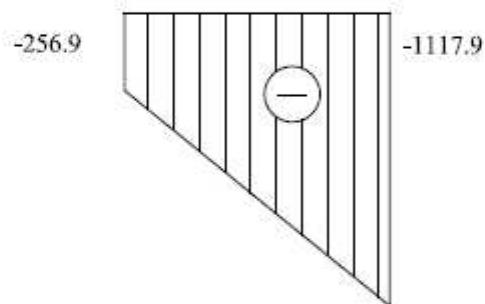
ПРИЛОЖЕНИЕ В

Напряжения действующие на плотину

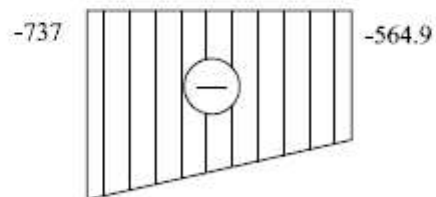


Напряжения в сечении по контакту бетон-скала;

Нормальные напряжения, действующие по горизонтальным площадкам σ_y , кПА



Нормальные напряжения, действующие по вертикальным площадкам σ_x , кПА



Касательные напряжения τ_{xy} , кПА

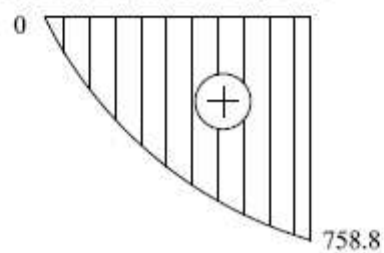


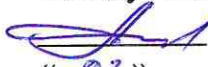
Рисунок В.1 – Краевые напряжения на плотине для основного сочетания нагрузок и воздействий

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

Кафедра «Гидротехнических сооружений и гидравлических машин»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 А.А. Андрияс
« 02 » 07 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01 - Строительство
код – наименование направления

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ АЛАПАЕВСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ТАВДА.
СЕЙСМИЧЕСКИЕ НАБЛЮДЕНИЯ НА АЛАПАЕВСКОЙ ГЭС**


Руководитель


подпись, дата

должность, ученая степень

Т.И. Шахмаев

Выпускник


подпись, дата 02.07.2020г.

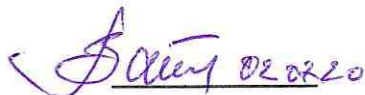
А.Б. Боднар

Саяногорск; Черемушки 2020

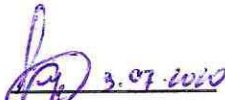
Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Алапаевской ГЭС на реке Тавда. Сейсмические наблюдения на Алапаевской ГЭС»

Консультанты по разделам:


Консультант-руководитель:

 02.07.20 В.Б. Затеев
подпись, дата


Водно-энергетические расчёты

 3.07.2020 А.А. Кузнецов
подпись, дата

Основное и вспомогательное оборудование

 02.07.20 А.В. Масленникова
подпись, дата


Компоновка и сооружения гидроузла

 02.07.20 Н.П. Ульянова
подпись, дата

Организация и производство гидротехнических работ

 02.07.20 Т.Ю. Голошинова
подпись, дата

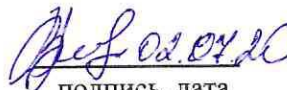
Пожарная безопасность. Охрана труда

 02.07.20 В.Б. Затеев
подпись, дата

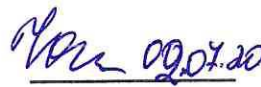
Охрана окружающей среды

 02.07.20 В.А. Кадычев
подпись, дата

Технико-экономическое обоснование

 02.07.20 В.В. Лапасова
подпись, дата

Нормоконтролер

 02.07.20 А.А. Чабанова
подпись, дата