

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

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

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

« ____ » _____ 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ДЕМИНИКАНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ОЛЁКМА. СТАНДАРТ МЭК-61850 ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ В ЧАСТИ РЗА

Руководитель	_____	К.т.н. заведующий кафедрой ГГЭЭС <u>Саяно-Шушенского филиала СФУ</u> должность, ученая степень	А.А. Ачитаев инициалы, фамилия
	подпись, дата		
Выпускник	_____		А.В. Волков инициалы, фамилия
	подпись, дата		

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Деминиканской ГЭС на реке Олёкма. Стандарт МЭК-61850 Область применения в части РЗА».

Консультанты по
разделам:

Консультант руководителя БР

подпись, дата

инициалы, фамилия

Водно–энергетические расчёты

подпись, дата

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Электрическая часть

подпись, дата

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

подпись, дата

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико–экономическое обоснование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ДЕМИНИКАНСКОЙ ГЭС	6
ВВЕДЕНИЕ	8
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС	9
1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла	9
1.2 Гидрологические данные	9
1.3 Инженерно – геологические условия	13
1.4 Данные по энергосистеме	13
2 Водно–энергетические расчёты	14
2.1 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока	14
2.1.1 Выбор расчетного средневодного года (P=50%)	15
2.1.2 Выбор расчетного маловодного года (P=90%)	16
2.2 Определение типа регулирования	17
2.3 Построение суточных графиков и интегральных кривых нагрузки энергосистемы	18
2.4 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы	22
2.5 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом санитарного попуска	23
Таблица 2.9 – Расчеты режима без регулирования	23
2.6 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС в средневодном году	23
2.7 Определение установленной мощности Деминаканской ГЭС	24
2.8 Баланс мощности	25
2.9 Водно-энергетический расчет режима работы Деминаканской ГЭС в среднем по водности году	27
3 Основное и вспомогательное оборудование	29
3.1 Построение режимного поля	29
3.2 Выбор системы и количества гидроагрегатов	31
3.3 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины	35
3.4 Выбор типа серийного гидрогенератора	36
3.5 Гидромеханический расчёт и построение плана спиральной камеры	39
3.6 Выбор маслonaпорной установки и электрогидравлического регулятора	42
3.7 Заглубление водозабора на величину воронкообразования	42
3.8 Выбор геометрических размеров машинного зала	43
4 Электрическая часть	44
4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений	44
4.2 Выбор основного оборудования	44
4.2.1 Выбор трансформаторов собственных нужд	44
4.2.2 Выбор главных повышающих трансформаторов	45

4.3	Количество отходящих линий	45
4.4	Выбор схемы распределительного устройства	46
4.5	Расчет токов короткого замыкания	47
4.5.1	Параметры элементов схемы для расчета токов КЗ	47
4.5.2	Расчет токов КЗ с помощью программного обеспечения RastrWin	48
4.6	Выбор и проверка оборудования	49
4.6.1	Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режима	49
4.6.2	Выбор электрооборудования для КРУЭ (ячейки)	50
4.6.3	Выбор генераторного выключателя	51
5	Релейная защита и автоматика	53
5.1	Перечень защит основного оборудования	53
5.2	Параметры защищаемого оборудования	54
5.3	Расчет номинальных параметров	55
5.4	Описание защит и расчет их уставок	56
5.4.1	Продольная дифференциальная защита генератора ($I\Delta G$)	56
5.4.2	Поперечная дифференциальная защита ($I\Delta >$)	58
5.4.3	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (U_N (U_0))	58
5.4.4	Защита от повышения напряжения ($U1 >$), ($U2 >$)	61
5.4.5	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ($I2$)	61
5.4.6	Защита от симметричных перегрузок ($I1$)	65
5.4.7	Дистанционная защита генератора $Z1 <$, $Z2 <$	67
5.4.8	Защита от перегрузки обмотки ротора	70
5.5	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор	71
5.6	Таблица уставок и матрица отключений защит	71
6	Состав и компоновка сооружений	73
6.1	Исходные данные	73
6.2	Состав и компоновка сооружений гидроузла	73
6.3	Проектирование сооружений напорного фронта	73
6.3.1	Определение отметки гребня плотины	74
6.3.2	Гидравлический расчёт бетонной водосливной плотины	76
6.4	Конструирование бетонной плотины	86
6.4.1	Определение ширины подошвы плотины	87
6.4.2	Разрезка бетонной плотины швами	87
6.4.3	Быки	88
6.4.4	Устой	88
6.4.5	Дренаж тела бетонных плотин	88
6.4.6	Галереи в теле плотины	88
6.5	Элементы подземного контура плотины	89
6.6	Определение основных нагрузок на плотину	90
6.6.1	Вес сооружения	90
6.6.2	Сила гидростатического давления воды	91

6.6.3	Равнодействующая взвешивающего и фильтрационного давления	91
6.6.4	Давление наносов	93
6.6.5	Волновое воздействие	93
6.7	Расчёт прочности плотины	94
6.8	Расчёт устойчивости плотины	97
7	Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации	99
7.1	Оценка объёмов реализации электроэнергии	99
7.2	Текущие расходы на производство электроэнергии	99
7.3	Налоговые расходы	103
7.4	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности ...	104
7.5	Оценка инвестиционного проекта	105
7.5.1	Методология и исходные данные	105
7.5.2	Коммерческая эффективность	106
8	Мероприятия по охране окружающей среды Демениканского гидроузла	107
8.1	Охрана природы	107
8.1.1	Общие сведения, охрана окружающей среды.....	107
8.1.2	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства	109
8.1.3	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища.....	110
8.1.4	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации.....	112
9	Безопасность гидротехнических сооружений, охрана труда.....	114
9.1	Охрана труда.....	114
9.2	Пожарная безопасность.....	116
9.2.1	Объекты водяного пожаротушения на ГЭС.....	117
9.2.2	Пожарная безопасность в кабельных помещениях	118
10	Стандарт МЭК 61850. Область применения в части РЗА	120
10.1	Общие данные	120
10.2	Передача данных по стандарту МЭК61850	120
10.3	Архитектура подстанции по МЭК 61850	121
10.4	Характеристики передачи данных.....	122
10.5	Использование стандарта в энергосистеме	123
10.6	Достоинства стандарта	127
10.7	Вывод	128
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	129
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	131
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Водно–энергетические расчеты.....	134
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б Параметры и характеристика гидротурбины	136
	ПРИЛОЖЕНИЕ В Геологический разрез по створу плотины реки Олёкма	139

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ДЕМИНИКАНСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки Олёкма;
2. Местонахождение ГЭС Республика Саха (Якутия);
3. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний 1720 м³/с;
 - б) максимальный с обеспеченностью: 0,1% 16504 м³/с;
0,01% 18827 м³/с;
 - в) минимальный 600 м³/с;
4. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока годовой;
 - б) отметка: НПУ 110,00 м;
ФПУ 111,00 м;
УМО 80,65 м
 - в) объемы: полный 47,62 км³;
полезный 21,00 км³;
5. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный 95,0 м;
 - б) расчетный 77,1 м;
 - в) минимальный 62,2 м;
6. Энергетические характеристики:
 - а) мощность: установленная 1045 МВт;
гарантированная 1045 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка энергии 7,77 млрд. кВт·ч;
7. Плотина (общая длина / максимальная высота):
 - а) правобережная глухая 102,6 м / 34,3 м;
 - б) станционная 102,0 м / 82,0 м;
 - в) глухая сопрягающая водосливную и станционную 10,0 м / 82,0 м;
 - г) водосливная 225,0 м / 82,0 м;
 - д) левобережная глухая 86,4 м / 82,0 м;
8. Водосбросные сооружения
 - а) тип поверхностный водослив;
 - б) число и размер пролетов 12 отверстия 12×14;
 - в) общая длина 225,0 м;
 - г) максимальная высота 109,2 м;
9. Здание ГЭС:
 - а) тип здания приплотинное;
 - б) число агрегатов 3;
 - б) грунты в основании доломит;
 - в) тип спиральной камеры металлическая круглая;
 - г) тип отсасывающей трубы изогнутая;
10. Основное оборудование:
 - а) тип турбины ПЛД1156-В-800;
 - б) тип генератора СВ-900/260-32;

- в) мощность генератора 335,0 МВт;
- г) частота вращения 93,8 об/мин;
- д) тип трансформаторов ТДЦ-400000/500;

11. Техничко-экономические показатели:

- а) удельные показатели 119 000 руб./кВт;
- б) себестоимость энергии 47 коп/кВт·ч;
- в) срок окупаемости 10 лет.

ВВЕДЕНИЕ

Энергетика имеет огромное значение, как для обычного потребителя, так и для всей промышленности. Ввиду более высоких значений коэффициента полезного действия гидротурбин, достигающего 95 %, гидростанции признаны одним из самых эффективных источников энергии. Покрывая наиболее неравномерную часть графиков нагрузки, а также поддерживая частоту тока, они занимают особо важное место в современных энергетических системах.

Вода как возобновляемый природный ресурс не требует производственных затрат. А значит, себестоимость производства электроэнергии на гидростанциях значительно ниже, что делает гидроэнергию более конкурентоспособной в условиях рынка.

В будущем доля гидроэнергетики в энергетическом балансе со временем будет только возрастать. А уровень развития энергетики в свою очередь отражает достигнутый технико-экономический потенциал страны. Поэтому, на мой взгляд, гидроэнергетика является самым конкурентным и, не смотря на свою уже многовековую историю, перспективным лидером в развитии электроэнергетики на ближайшие десятилетия

Все эти преимущества подталкивают к строительству новых гидроэлектростанций.

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

1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС

Олёкма – река в России, протекает по Забайкальскому краю, Амурской области и Якутии, правый приток Лены. Является четвертым по площади бассейна и длине притоком Лены.

1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла

Створ проектируемой Деминиканской ГЭС расположен вблизи города Алдан. Город находится в условиях резко-континентального климата, характеризующегося суровой зимой и сравнительно теплым летом. На рисунке 1.1 представлены температурные данные города и осадки.

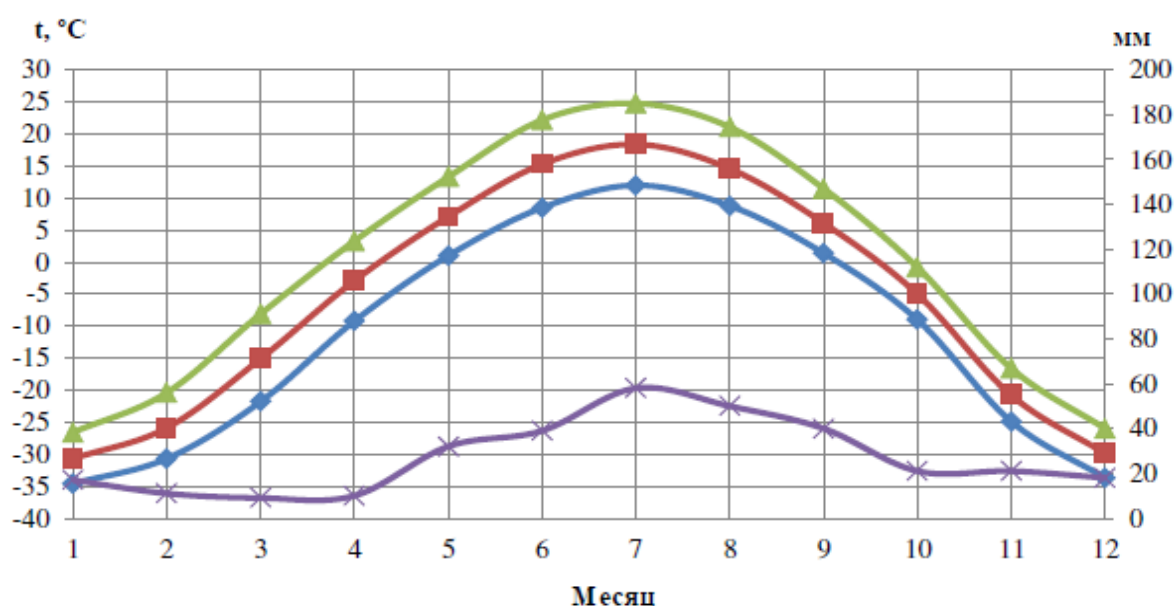


Рисунок 1.1 – Температурные данные и осадки города Алдан

В районе створа проектируемого гидроузла в зимнее время года преобладают северо-восточные ветра, в летнее – юго-западные. Исторический максимум, зафиксированный в районе строительства – 24 м/с.

1.2 Гидрологические данные

Протяженность реки 1436 км. Площадь водосборного бассейна 210 тыс. км². Питание реки, смешанное с преобладанием дождевого.

Половодье начинается в апреле и продолжается до июля. Далее наблюдается довольно устойчивая зимняя межень. Среднеголетний расход воды в реке составляет 1720 м³/с.

Ряд гидрологических наблюдений за рекой Олёкма за период 1930–1979 гг. представлен в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Гидрологический ряд реки Олёкма

Расходы в кубических метрах в секунду

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q, ср. год
1930	25,9	23,7	58,7	138	2800	3050	5850	2500	3100	750	125	74	1541
1931	35	30	65,6	135	5200	8350	250	1200	1400	690	300	96	1479
1932	44	21,4	56,6	179	2650	2750	5400	4550	900	500	140	195	1449
1933	79	29,4	65	139	5450	6450	3050	700	750	225	250	82	1439
1934	28	26,7	61,8	133,5	4050	4250	5150	5500	4800	1300	150	128	2132
1935	35,5	32,5	66,8	157	3550	5650	7100	1700	2000	775	130	90	1774
1936	33,5	29,1	64,9	138	6850	7650	1000	1150	1350	550	155	64	1586
1937	38,1	36,6	67,6	410	980	8550	7550	3000	3600	1150	350	91	2152
1938	23,6	22,1	57,1	175	7750	9450	3650	1550	600	260	225	73	1986
1939	36,5	34,2	68,1	132,5	2500	3250	6650	4100	4050	1700	275	62	1905
1940	37,6	29,7	65,4	146	5150	11550	1850	850	1300	450	105	72	1800
1941	38,8	37,4	72	151	5650	8150	2950	1900	2150	290	150	210	1812
1942	28,4	26,9	62,3	136	4150	5450	850	1600	1900	685	200	57,5	1262
1943	32,2	20,9	55	122,7	8150	9750	2350	2250	300	200	135	180	1962
1944	26,1	24,8	59,5	165	1960	2250	4900	2300	4500	1600	200	76	1505
1945	32,5	28,9	64,7	172	4850	10150	5650	1000	1250	725	400	270	2049
1946	35,7	34,4	69,2	130	8450	9550	1550	210	100	800	25	67,5	1752
1947	23,9	22,5	57,5	190	5250	6250	3850	1650	1950	800	190	69	1692
1948	26,7	25,3	60,5	140	2900	3650	2850	2450	2800	1700	165	230	1416
1949	27,4	20,3	56	150	6450	7350	3150	1250	450	150	160	200	1618
1950	36,4	34,8	66,3	124,5	4750	5250	1150	1700	2050	1550	140	175	1419
1951	58	52,5	82,5	195	5850	9950	2290	350	1200	695	175	73	1748
1952	28,9	27,3	59,2	143,5	3350	8750	7250	600	350	125	160	110	1746
1953	63,5	40,5	73	142	5300	11350	2650	1500	1500	850	115	170	1980
1954	26,5	19,8	55,5	136	4250	4450	3000	1100	1000	675	265	79	1255
1955	43	41	75,5	515	7350	10650	2450	2100	2400	480	460	145	2226
1956	29,3	27,7	62,7	156	8550	10550	2900	300	200	25	60	115	1915
1957	51	45,5	77,5	125,5	7650	7950	1050	950	800	300	15	62,5	1590
1958	32,9	30,1	65,8	140,5	3000	8650	2050	1750	1550	710	170	64,5	1518
1959	29,8	28,2	63,1	260	4650	5050	650	1450	1600	900	140	54,5	1240
1960	32,1	29,2	64,3	152	7050	10750	2750	400	150	35	120	130	1805
1961	67,5	48	75	210	4550	4650	2500	2850	1850	1450	85	155	1541
1962	25,3	19	55	148	6050	7150	3450	1800	2200	655	350	73	1831
1963	39,5	34,5	70,5	127,5	3150	9850	4100	1850	2100	570	165	59	1843
1964	27,7	26,5	60,1	145	8050	10850	2050	1000	1150	705	300	58	2035
1965	31,2	29	63,8	180	5050	7850	2000	900	850	600	300	77,5	1494
1966	37,3	35,2	65	146,5	3250	4050	5100	5100	1650	1100	195	250	1748
1967	47	28,6	63,5	164	4450	4850	3250	3550	1100	950	180	86	1560
1968	40,5	37	71,3	210	5350	11250	2850	1200	500	950	40	50,5	1879
1969	26,9	25,8	60,6	153	3750	6050	6350	1300	1700	1400	80	165	1755
1970	72	28,9	64,1	205	8350	8950	4400	1400	1750	350	170	205	2162
1971	27,3	26	61,2	147	7100	9350	2550	550	1050	700	80	160	1817
1972	61	46	79	340	6250	6650	1225	1050	1500	1250	175	65,5	1558

Окончание таблицы 1.1

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q, ср. год
1973	37,4	35,7	69,9	158	3850	11050	2800	350	400	80	75	152,5	1588
1974	24,3	23	58,2	155	8700	9250	1050	650	1100	1050	160	240	1872
1975	25,7	24,2	59,8	300	4350	5850	4750	1650	1800	1350	65	145	1697
1976	57,5	29,5	65,2	160	5450	11450	2250	850	1000	625	40	90	1839
1977	42,5	38	66,5	154	7200	7750	1350	500	75	15	50	53	1441
1978	27,1	25,6	61,4	240	7950	9450	2150	900	1450	1000	45	82,5	1948
1979	37,5	29,3	64,4	149	6350	8850	1850	1100	950	400	100	55,5	1661
1970	72	28,9	64,1	205	8350	8950	4400	1400	1750	350	170	205	2162
1971	27,3	26	61,2	147	7100	9350	2550	550	1050	700	80	160	1817
1972	61	46	79	340	6250	6650	1225	1050	1500	1250	175	65,5	1558
1973	37,4	35,7	69,9	158	3850	11050	2800	350	400	80	75	152,5	1588
1974	24,3	23	58,2	155	8700	9250	1050	650	1100	1050	160	240	1872
1975	25,7	24,2	59,8	300	4350	5850	4750	1650	1800	1350	65	145	1697
1976	57,5	29,5	65,2	160	5450	11450	2250	850	1000	625	40	90	1839
1977	42,5	38	66,5	154	7200	7750	1350	500	75	15	50	53	1441
1978	27,1	25,6	61,4	240	7950	9450	2150	900	1450	1000	45	82,5	1948
1979	37,5	29,3	64,4	149	6350	8850	1850	1100	950	400	100	55,5	1661

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

Таблица 1.2 – Координаты кривых связей верхнего и нижнего бьефа

Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа		Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа			
$Z_{ВБ}, м$	$V, м^3$	$Z_{НБ}, м$	$Q, м^3/с$	$Z_{НБ}, м$	$Q, м^3/с$
10	0,0	10	0	10	0
20	3,1	11,5	200	11,5	100
30	5,5	13	400	13	200
50	12,5	15	800	15	400
60	17,2	15,9	1000	15,9	500
70	21,7	17	1300	17	650
80	26,3	17,9	1600	17,9	800
90	31,9	19	2100	19	1050
100	38,9	19,7	2600	19,7	1300
110	47,6	20,2	3200	20,2	1600
120	58,5	20,6	4000	20,6	2000
130	72,0	21	5000	21	2500
140	88,9	21,2	6000	21,2	3000
150	110,1	21,3	7000	21,3	3500

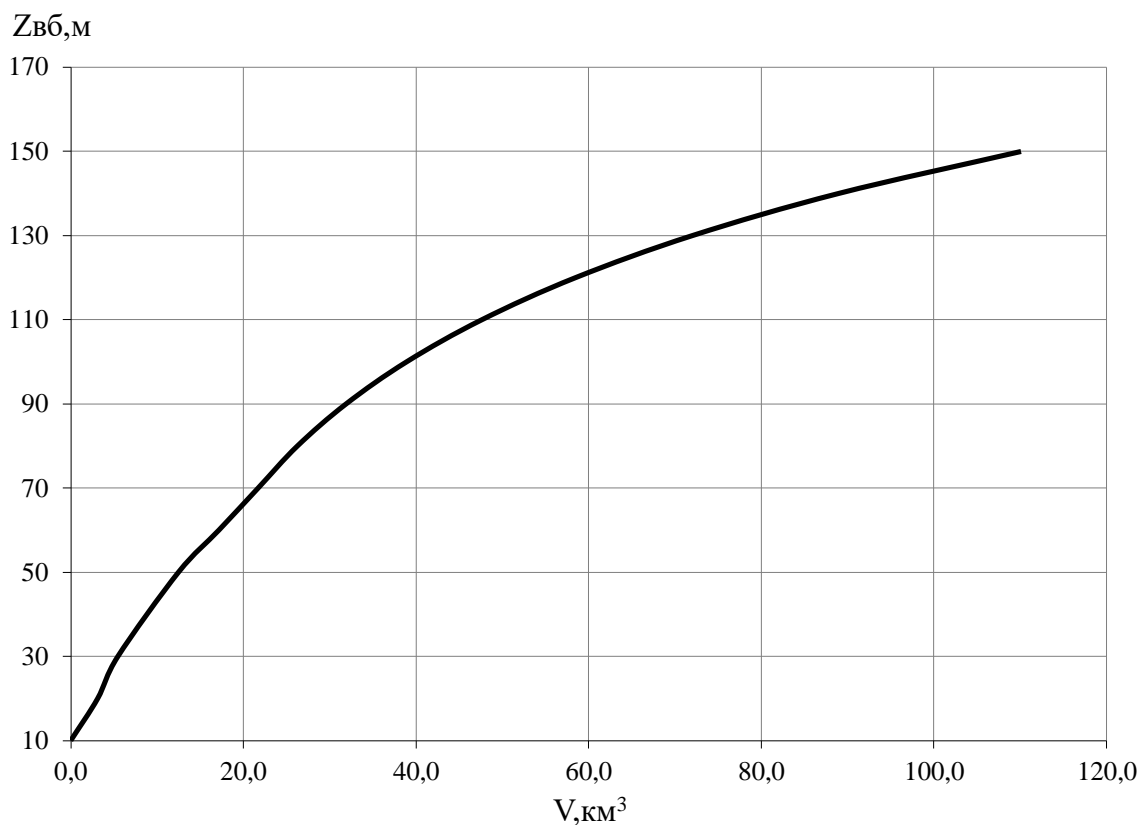


Рисунок 1.2 – Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа

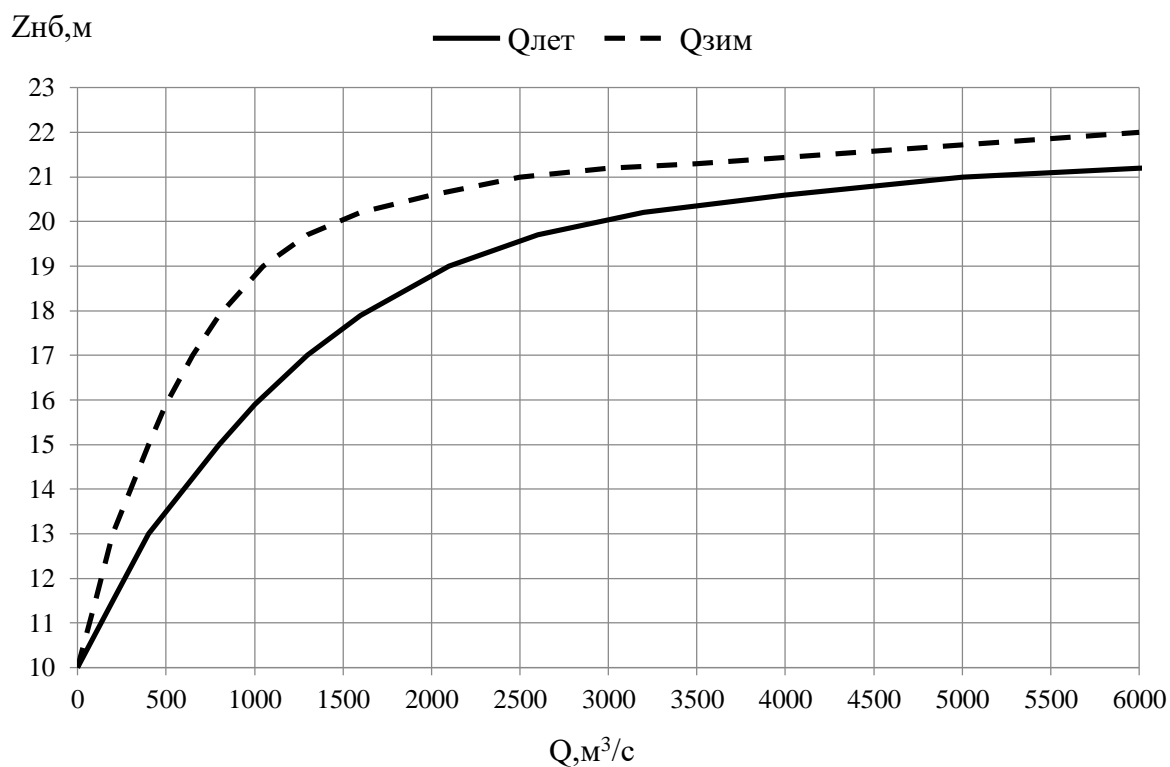


Рисунок 1.3 – Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа

Требования участников ВХК, расход санитарного попуска и потери воды представлены в таблице 1.3

Таблица 1.3 – Расход санитарного попуска и потери воды

<i>t</i> , мес	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	600	600	750	750	900	900	900	900	900	750	600	600
Потребление из водохранилища	1	1	1	2	2	2	2	2	2	1	1	1
Фильтрация	1	1	1	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1	1	1	1
Испарение	0	0	3	4	4	5	5	2	0	0	0	0
Льдообразование	-2	0	0	1	2	5	4	1	0	-2	-4	-5

Потери напора в водопропускных сооружениях $\Delta h=1,1$ м;
Коэффициент мощности $k_N = 8,8$.

1.3 Инженерно – геологические условия

По геологической карте определено, что в районе створа проектируемой ГЭС нет зон тектонического контакта.

В основании створа Деминиканской ГЭС – скальные породы: доломит.

1.4 Данные по энергосистеме

Операционная зона ОДУ Востока охватывает субъекты федерации с площадью 4457,4 тыс. км², в городах и населенных пунктах, расположенных на этой территории, проживают 5,13 млн человек.

Филиал АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Республики Саха (Якутия)» создан в 2016 году, входит в операционную зону филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Востока и осуществляет функции диспетчерского управления объектами электроэнергетики на территории Западного и Центрального районов электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия).

В операционной зоне Якутского РДУ находятся объекты генерации установленной электрической мощностью 1425,3 МВт. Наиболее крупными из них являются каскад Вилюйских ГЭС, Светлинская ГЭС, Якутская ГРЭС и Якутская ГРЭС Новая.

Территория операционной зоны расположена на площади 1026 тыс. кв. км с населением 740 тыс. человек.

Выработка электроэнергии в операционной зоне Якутского РДУ в 2019 году составила 5,483 млрд кВт·ч, потребление – 5,204 млрд кВт·ч.

2 Водно–энергетические расчёты

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

В качестве исходных данных задан гидрологический ряд среднемесячных расходов воды за период 50 лет в створе реки Олёкма (таблица 1.1).

Необходимо разделить год на два основных периода: половодье и межень. Месяцы, где расходы больше среднегодового значения, относятся к половодью, а те месяцы, где расход меньше среднегодового – межени.

После того определены границы сезонов, необходимо для всех лет ряда вычислить средние расходы за год, межень и период половодья. Данные располагаются в порядке убывания и по полученным результатам вычисляется обеспеченность для каждого года по формуле (2.1):

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

Полученные результаты представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Среднегодовой расход, маловодный сезон и период половодья

Годы	Q, ср. год	Годы	Qср. пол.	Годы	Qср. меж.	P
1955	2226	1956	7333	1934	1348	2
1970	2162	1970	7233	1939	1162	4
1937	2152	1964	6983	1944	995	6
1934	2132	1938	6950	1937	971	8
1945	2049	1945	6883	1966	953	10
1964	2035	1960	6850	1948	844	12
1938	1986	1955	6817	1930	755	14
1953	1980	1943	6750	1961	755	16
1943	1962	1946	6517	1932	732	18
1978	1948	1978	6517	1955	696	20
1956	1910	1968	6483	1967	685	22
1939	1905	1952	6450	1950	653	24
1968	1879	1953	6433	1975	602	25
1974	1872	1976	6383	1962	592	27
1963	1843	1971	6333	1963	557	29
1976	1839	1974	6333	1941	555	31
1962	1831	1940	6183	1935	554	33
1971	1817	1951	6030	1947	550	35
1941	1812	1973	5900	1969	546	37
1960	1805	1963	5700	1942	522	39
1940	1800	1937	5693	1972	507	41
1935	1774	1979	5683	1959	503	43
1969	1755	1949	5650	1958	502	45

Окончание таблицы 2.1

Годы	Q, ср. год	Годы	Qср. пол.	Годы	Qср. меж.	P
1946	1752	1941	5583	1953	495	47
1966	1748	1957	5550	1970	472	49
1951	1748	1962	5550	1931	439	51
1952	1746	1935	5433	1945	438	53
1975	1697	1977	5433	1978	426	55
1947	1692	1969	5383	1936	393	57
1979	1661	1936	5167	1964	386	59
1949	1618	1947	5117	1974	385	61
1957	1590	1933	4983	1954	373	63
1973	1588	1975	4983	1943	366	65
1936	1586	1965	4967	1968	344	67
1967	1560	1972	4708	1940	340	69
1972	1558	1931	4600	1965	337	71
1930	1541	1958	4567	1938	332	73
1961	1541	1934	4483	1976	324	75
1958	1518	1967	4183	1979	321	76
1944	1505	1939	4133	1951	320	78
1965	1494	1966	4133	1971	311	80
1931	1479	1930	3900	1949	274	82
1932	1449	1954	3900	1957	270	84
1977	1441	1961	3900	1933	258	86
1933	1439	1950	3717	1952	178	88
1950	1419	1932	3600	1946	164	90
1948	1416	1942	3483	1973	151	92
1942	1262	1959	3450	1960	124	94
1954	1255	1948	3133	1977	110	96
1959	1240	1944	3037	1956	103	98

Расчетные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года в проекте принимаются равными 90 и 50% соответственно.

2.1.1 Выбор расчетного средневодного года (P=50%)

Для заданной обеспеченности P=50% на кривых обеспеченности отсутствует конкретный год. Поэтому по кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайшие годы с обеспеченностью P=49% 1966 год и P=51% 1951 год. Для сравнения вычисляются коэффициенты приведения по межени и половодью. В итоге принимается тот год, который будет иметь коэффициент приведения ближе к единице, т.е. тот год, который требует меньшую корректировку расходов. Результаты приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Коэффициенты приведения по межени и половодью

P=50%		
1966	K_M	0,49
	K_{II}	1,34
1951	K_M	1,37
	K_{II}	0,92

В качестве расчетного средневодного года принимается 1951 г, так как он требует меньшую корректировку расчетов.

Умножаются месяцы, относящиеся к половодью на $K_{п}$, а месяцы относящиеся к межени на $K_{м}$ приводится средневодный год к типичному.

Результаты представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Расчетный средневодный год (P=50%)

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q,ср. год
$Q_{50\%}, \text{м}^3/\text{с}$	79	72	113	267	5384	9158	2108	480	1644	952	240	100	1716

2.1.2 Выбор расчетного маловодного года (P=90%)

Из выше представленной таблицы 2.1 рассчитывается среднегодовой расход и определяется базовый год 1950 обеспеченности P=90 %. В период половодья год с обеспеченностью 90% совпадает с базовым годом, из этого следует, что принимается данный год 1950 за маловодный по его первоначальному гидрографу, без каких-либо изменений (таблица 2.4).

Таблица 2.4 – Маловодный год (P=90 %)

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q,ср. год
$Q_{90\%}, \text{м}^3/\text{с}$	9	9	17	31	4601	5085	1114	426	513	388	35	44	1023

Выбираются окончательно гидрографы средневодного и маловодного годов. Расход каждого месяца маловодного года должен быть меньше или равен расходу средневодного года. Если условие не выполняется производится корректировка. В таблице 2.5 расчетные средневодный и маловодный года. Гидрограф представлен на рисунке 2.1.

Таблица 2.5 – Средневодный и маловодный года

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q,ср. год
$Q_{50\%}, \text{м}^3/\text{с}$	79	72	113	267	5384	9158	2108	980	1144	952	240	100	1716
$Q_{90\%}, \text{м}^3/\text{с}$	9	9	17	31	4601	5085	1114	426	513	388	35	44	1023
Разница	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+

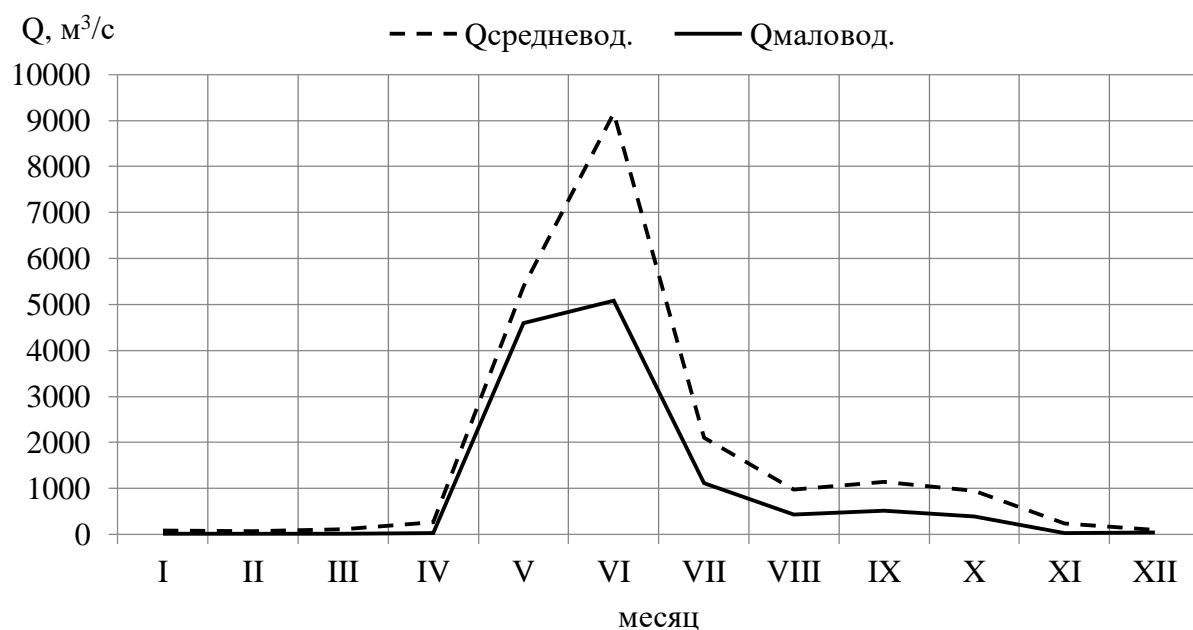


Рисунок 2.1 – Гидрограф средневодного и маловодного годов

2.2 Определение типа регулирования

Для расчета, определяются коэффициент зарегулированности стока, для выбора типа регулирования.

Среднегодовое количество стока находится по формуле (2.2):

$$\bar{W}_{\text{многолетний}} = \bar{Q}_{\text{многолетний}} \cdot t = 1720 \cdot 31536000 = 54,4 \text{ км}^3, \quad (2.2)$$

где $\bar{Q}_{\text{многолетний}}$ – среднегодовое количество стока из таблицы 2.1, t – число секунд в году.

Так как для нахождения коэффициента зарегулированности стока необходимо знать полезный объем водохранилища, но он не известен, поэтому полезный объем берется прототипа Деминиканской ГЭС.

Коэффициент зарегулированности стока находится по формуле (2.3).

$$\beta = \frac{V_{\text{пол}}}{\bar{W}_{\text{многолетний}}} = \frac{21,0}{54,44} = 0,39, \quad (2.3)$$

где $V_{\text{пол}}$ – полезный объем водохранилища, $\bar{W}_{\text{многолетний}}$ – среднегодовое количество стока в данном створе.

Из этого расчета можно сделать вывод, что на проектируемой станции – годовой тип регулирования.

2.3 Построение суточных графиков и интегральных кривых нагрузки энергосистемы

С сайта системного оператора выбирается типичный зимний день, а также типичный летний. [2] Далее строятся суточные графики (таблицы 2.6, 2.7; рисунки 2.2, 2.3) и ИКН (таблицы 2.6, 2.7; рисунки 2.4, 2.5) в соответствии с методикой, описанной в учебно-методическом пособии «Выбор параметров ГЭС» [1].

Таблица 2.6 – Суточный график нагрузки, ИКН (зимние сутки)

Время	Мощность потребления (МВт)	ΔP , МВт	t , ч	$\Delta \mathcal{E}$, млн.кВт·ч	$P_{\text{коорд}}$, МВт	$\mathcal{E}_{\text{коорд}}$, млн.кВт·ч
1:00	5376	62	1	62	62	62
2:00	5314	10	2	20	72	82
3:00	5304	28	3	84	100	166
4:00	5276	12	4	48	112	214
5:00	5264	28	5	140	140	354
6:00	5236	19	6	114	159	468
7:00	5217	59	7	413	218	881
8:00	5158	0	8	0	218	881
9:00	5158	34	9	306	252	1187
10:00	5124	62	10	620	314	1807
11:00	5062	21	11	231	335	2038
12:00	5041	26	12	312	361	2350
13:00	5015	36	13	468	397	2818
14:00	4979	4	14	56	401	2874
15:00	4975	36	15	540	437	3414
16:00	4939	16	16	256	453	3670
17:00	4923	118	17	2006	571	5676
18:00	4805	52	18	936	623	6612
19:00	4753	37	19	703	660	7315
20:00	4716	95	20	1900	755	9215
21:00	4621	3	21	63	758	9278
22:00	4618	52	22	1144	810	10422
23:00	4566	3	23	69	813	10491
24:00	4563	4563	24	109512	5376	120003

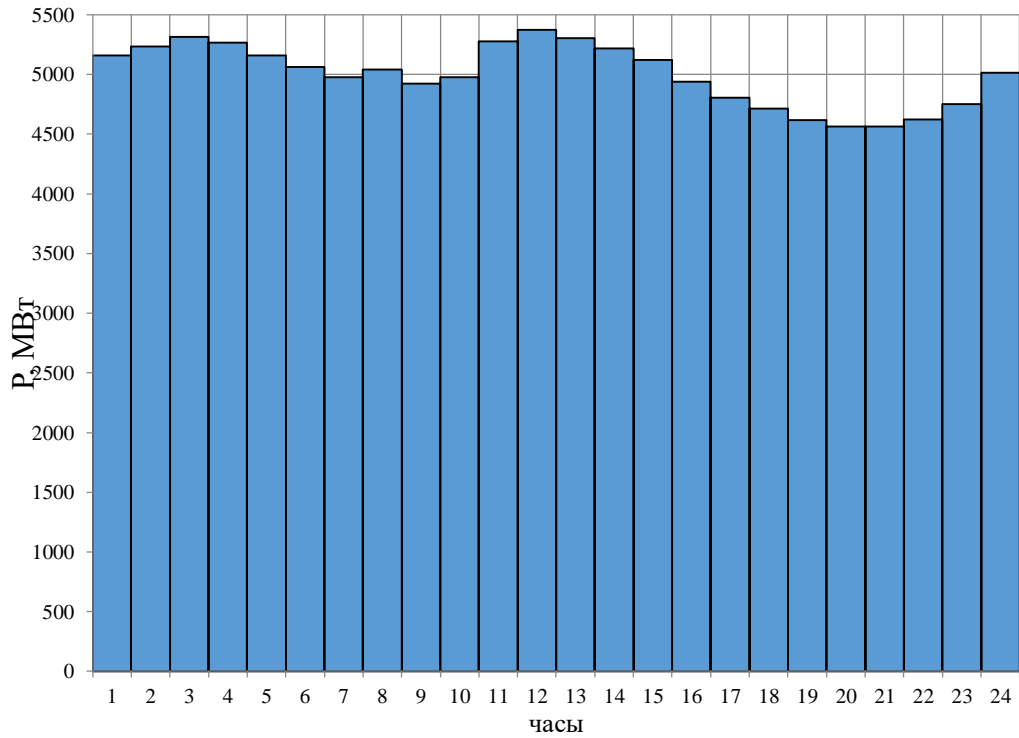


Рисунок 2.2 – График потребления мощности ОДУ «Восток» (зимние сутки)

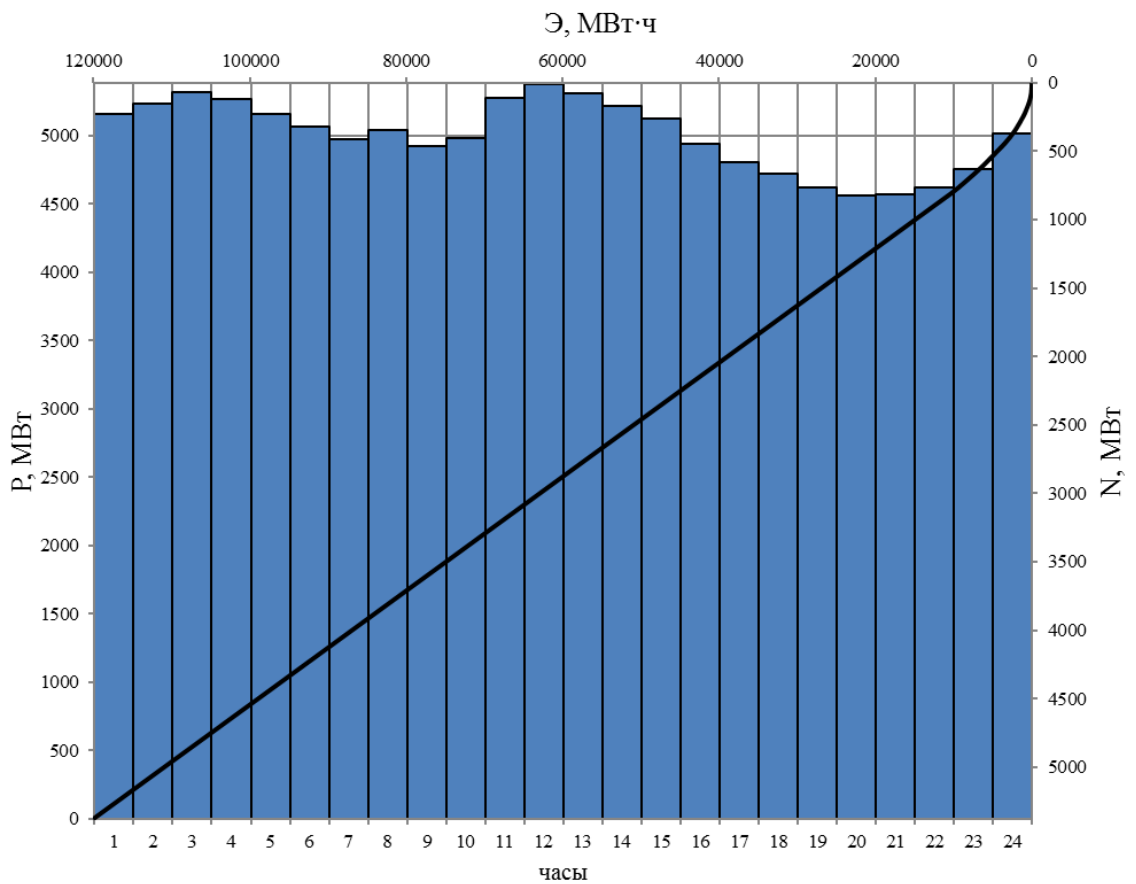


Рисунок 2.3 – Суточный график нагрузки, совмещенный с ИКН зимних суток

Таблица 2.7 – Суточный график нагрузки, ИКН (летние сутки)

Время	Мощность потребления (МВт)	ΔP , МВт	t , ч	$\Delta \mathcal{E}$, млн.кВт·ч	$P_{\text{коорд}}$, МВт	$\mathcal{E}_{\text{коорд}}$, млн.кВт·ч
1:00	3303	29	1	29	29	29
2:00	3274	14	2	28	43	57
3:00	3260	14	3	42	57	99
4:00	3246	24	4	96	81	195
5:00	3222	10	5	50	91	245
6:00	3212	1	6	6	92	251
7:00	3211	4	7	28	96	279
8:00	3207	13	8	104	109	383
9:00	3194	10	9	90	119	473
10:00	3184	2	10	20	121	493
11:00	3182	0	11	0	121	493
12:00	3182	30	12	360	151	853
13:00	3152	21	13	273	172	1126
14:00	3131	12	14	168	184	1294
15:00	3119	215	15	3225	399	4519
16:00	2904	74	16	1184	473	5703
17:00	2830	105	17	1785	578	7488
18:00	2725	129	18	2322	707	9810
19:00	2596	42	19	798	749	10608
20:00	2554	68	20	1360	817	11968
21:00	2486	54	21	1134	871	13102
22:00	2432	9	22	198	880	13300
23:00	2423	25	23	575	905	13875
24:00	2398	2398	24	57552	3303	71427

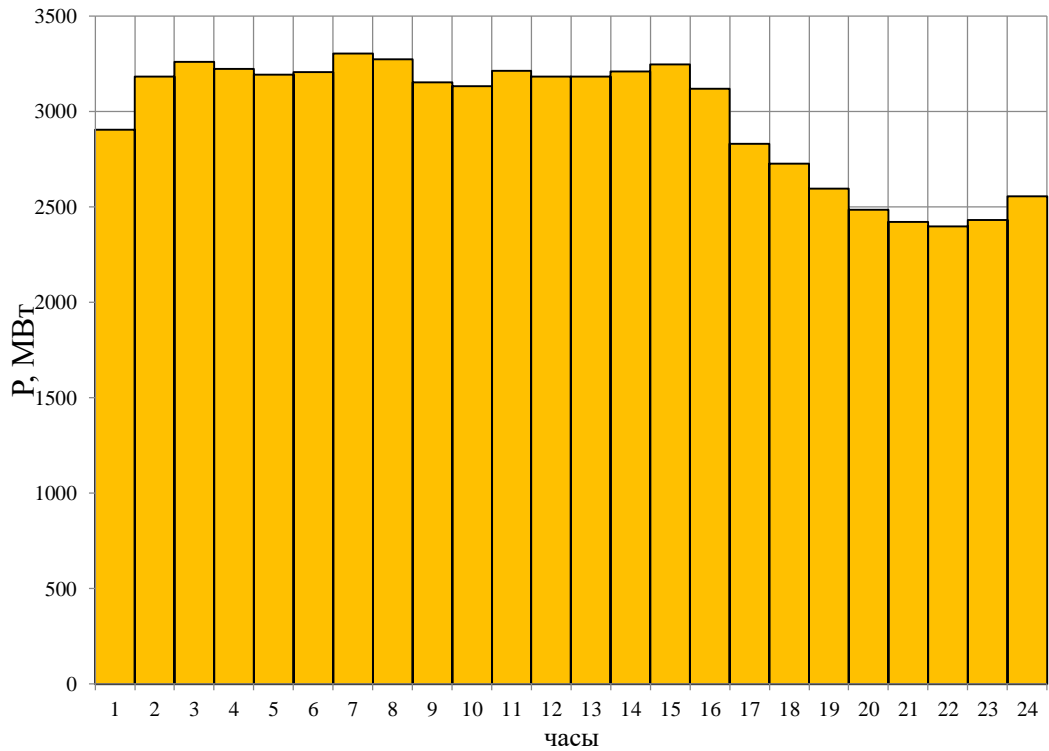


Рисунок 2.4 – График потребления мощности ОДУ «Восток» (летние сутки)



Рисунок 2.5 – Суточный график нагрузки, совмещенный с ИКН летних суток

2.4 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Для построения годовых графиков максимальной и среднемесячных нагрузок энергосистемы используется методика, описанная в 5 главе учебно-методического пособия «Выбор параметров ГЭС» [1].

Расчет представлен в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Годовой график максимальных и среднемесячных нагрузок

Месяц	$\beta_t^{\text{сут}}$	P_{max} , МВт	P_{cp} , МВт
I	0,93	5341	4744
II	0,92	5072	4477
III	0,92	4608	4042
IV	0,91	4071	3548
V	0,91	3607	3123
VI	0,90	3338	2873
VII	0,90	3338	2873
VIII	0,91	3607	3123
IX	0,91	4071	3548
X	0,92	4608	4042
XI	0,92	5072	4477
XII	0,93	5341	4744

Графики максимальных и среднемесячных нагрузок приведены на рисунке 2.6.

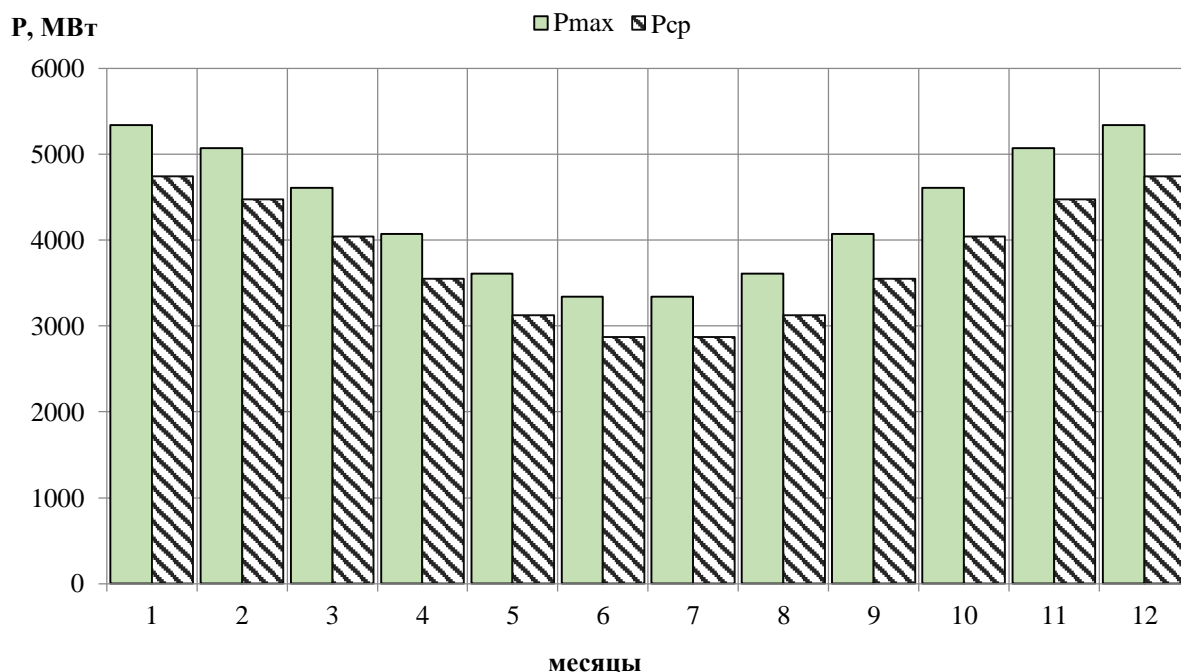


Рисунок 2.6 – Графики максимальных и средних нагрузок энергосистемы

2.5 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом санитарного попуска

Для выбранного средневодного года рассчитывается значение мощности бытового стока по формуле (2.4):

$$N_{\text{быт}} = k_N \cdot Q_{\text{пол}} \cdot H. \quad (2.4)$$

Также рассчитывается мощность ГЭС в режиме работы санитарного попуска по формуле (2.5):

$$N_{\text{с.п}} = k_N \cdot Q_{\text{с.п}} \cdot H. \quad (2.5)$$

Для удобства сводятся расчеты в таблицу 2.9.

Таблица 2.9 – Расчеты режима без регулирования

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{90\%}, \text{м}^3/\text{с}$	9	9	17	31	4601	5085	1114	426	513	388	35	44
$Q_{\text{потр}}, \text{м}^3/\text{с}$	1	1	1	2	2	2	2	2	2	1	1	1
$Q_{\text{ф}}, \text{м}^3/\text{с}$	1	1	1	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1	1	1	1
$Q_{\text{исп}}, \text{м}^3/\text{с}$	0	0	3	4	4	5	5	2	0	0	0	0
$Q_{\text{лед}}, \text{м}^3/\text{с}$	-2	0	0	1	2	5	4	1	0	-2	-4	-5
$Q_{\text{пол.быт}}, \text{м}^3/\text{с}$	6	8	13	27	4597	5084	1111	423	512	385	30	38
Zвб, м	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0
Zнб, м	10,09	10,12	10,19	10,40	20,84	21,02	16,31	13,12	13,56	12,89	10,23	10,57
$H_{\text{пол}}, \text{м}$	98,8	98,8	98,7	98,5	88,1	87,9	92,6	95,8	95,3	96,0	98,7	98,3
$N_{\text{быт}}, \text{МВт}$	5	7	11	23	3563	3932	906	357	430	325	26	33
Работа по санитарному попуску												
$Q_{\text{с.п}}, \text{м}^3/\text{с}$	600	600	750	750	900	900	900	900	900	750	600	600
Zнб, м	16,63	16,63	17,60	17,60	15,45	15,45	15,45	15,45	15,45	14,75	14,00	16,63
Zвб, м, НПУ	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0
H, м	92	92	91	91	93	93	93	93	93	94	95	92
$N_{\text{с.п}}, \text{МВт}$	487	487	603	603	740	740	740	740	740	621	501	487

2.6 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС в средневодном году

Основной задачей водно-энергетического расчета является по известным расчетам гидрографа, санитарного попуска, суточному графику: определить рабочую мощность для каждого часа; минимальных уровень сработки водохранилища.

Данный расчет ведется по методике, указанной в учебном пособии «Использование водной энергии» [3].

Сработка водохранилища производится от отметки НПУ=110,0 м, при которой объем равен $V_H = 47,6$ млн. м³;

Принимается следующее допущение – расход в течение месяца постоянен.

Водно-энергетический расчет приведен в Приложении А (Таблица А6).

График сработки – наполнения водохранилища годичного регулирования представлен на рисунке 2.7.

Результатом сработки – наполнения является:

– Гарантированная мощность:

$$N_{\text{гар}} = 1045 \text{ МВт},$$

– Уровень мертвого объема (УМО):

$$\Delta \text{УМО} = 80,65 \text{ м.}$$

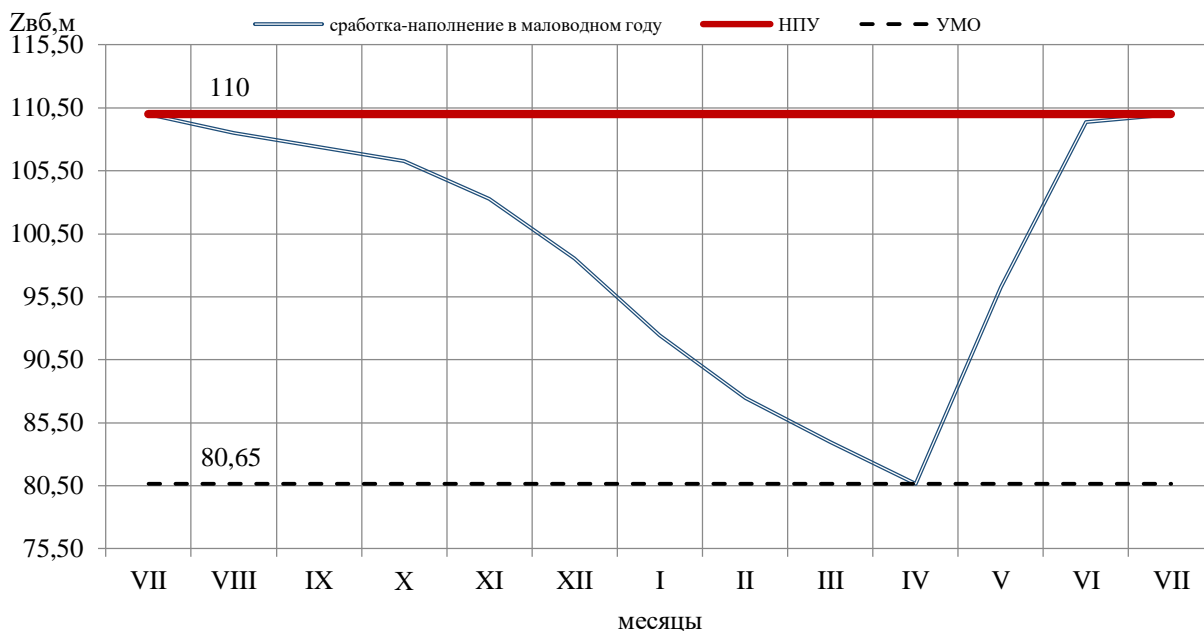


Рисунок 2.7 – График сработки-наполнения водохранилища проектируемой ГЭС

2.7 Определение установленной мощности Деминиканской ГЭС

Нагрузочный резерв расположена существующих ГЭС, аварийный резерв целесообразно размещать на ТЭС.

Таким образом, установленную мощность представим в виде (2.6)

$$N_{\text{уст}} = N_{\text{раб}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{рез}} = 1045 \text{ МВт.} \quad (2.6)$$

2.8 Баланс мощности

При составлении баланса мощности энергосистемы учитывается, что нагрузочный резерв энергосистемы равен $1,5\% P_t^{max}$. Нагрузочный резерв расположен на существующих ГЭС.

Установленная мощность ТЭС и существующих ГЭС рассчитывается по формуле (2.7):

$$N_{уст} = N_{раб.} + N_{авр.р} + N_{н.р.} \quad (2.7)$$

Также учитывается аварийный резерв, который будет размещён только на ТЭС – $6\% P_c^{max}$.

Необходимо, также включить ремонтный резерв. Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т.е. на ГЭС имеется свободная мощность.

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС находится по формуле (2.8):

$$F_{рем}^{пр.ГЭС} = \frac{N_{уст}^{пр.ГЭС}}{6} \cdot 1 \text{ месяц} = 291,8 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год.} \quad (2.8)$$

Ремонтная площадь существующих ГЭС рассчитывается по формуле (2.9):

$$F_{рем}^{сущ.ГЭС} = \frac{N_{уст}^{сущ.ГЭС}}{6} \cdot 1 \text{ месяц} = 130,6 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год,} \quad (2.9)$$

где $N_{уст}^{пр.ГЭС}$ – установленная мощность существующей ГЭС, найденной по формуле (2.6).

Ремонтная площадь ТЭС рассчитывается по формуле (2.10):

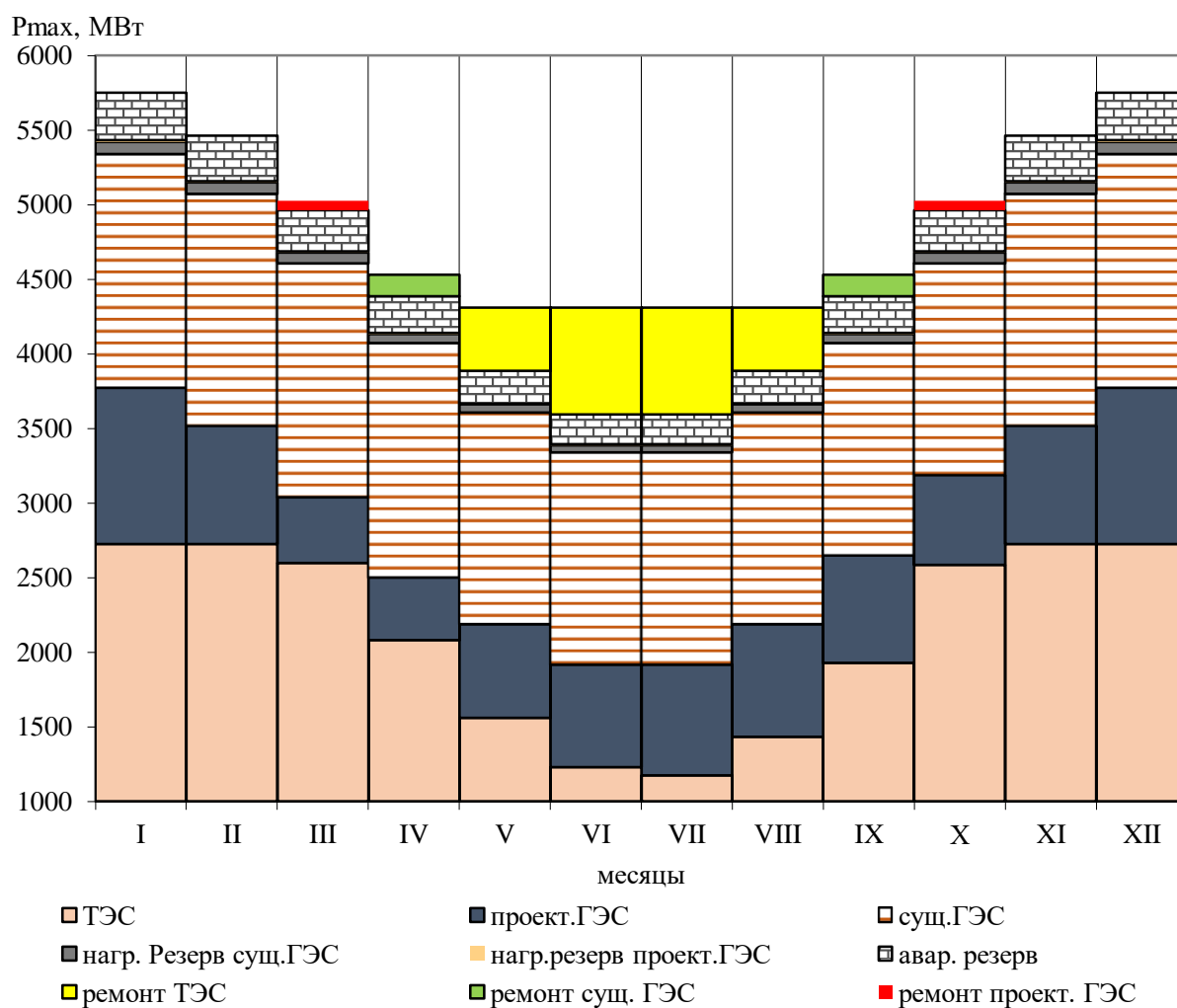
$$F_{рем}^{ТЭС} = \left(\frac{N_{уст}^{ТЭС}}{2} \cdot \frac{1}{2} \text{ мес} + \frac{N_{уст}^{ТЭС}}{2} \cdot 1 \text{ мес} \right) \cdot \frac{1}{2} = 2285 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}} \quad (2.10)$$

Результаты расчетов представлены в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Баланс мощности энергосистемы

t, мес	Энергосистема			Сущ. ГЭС			Деминиканская ГЭС			ТЭС		
	P_{max} , МВт	$N_{н.р.}$, МВт	$N_{авр.р.}$, МВт	$N_{раб.}$, МВт	$N_{н.р.}$, МВт	$N_{рем.р.}$, МВт	$N_{раб.}$, МВт	$N_{авр.р.}$, МВт	$N_{рем.р.}$, МВт	$N_{раб.}$, МВт	$N_{н.р.}$, МВт	$N_{рем.р.}$, МВт
1	5341	80	320	1569	80		1045	11		2392	320	
2	5072	76	304	1569	76		792	10		2728	304	
3	4608	69	276	1569	69		442	9		2597	276	
4	4071	61	244	1569	61	146	419	8	65	2083	244	
5	3607	54	216	1421	54		626	7		1560	216	426
6	3338	50	200	1421	50		689	7		1228	200	716
7	3338	50	200	1421	50		745	7		1172	200	716
8	3607	54	216	1421	54		751	7		1453	216	426
9	4071	61	244	1421	61	146	723	8		1927	244	
10	4608	69	276	1421	69		600	9	65	2587	276	
11	5072	76	304	1569	76		792	10		2728	304	
12	5341	80	320	1569	80		1045	11		2727	320	

График баланса мощности энергосистемы представлен на рисунке 2.8.



2.9 Водно-энергетический расчет режима работы Деминиканской ГЭС в среднем по водности году

Целью водно-энергетического расчета режима работы проектируемой ГЭС в средневодном году является определение среднееголетней выработки электроэнергии.

Расчет режима работы проектируемой ГЭС с расходами 50% обеспеченности осуществляется аналогично расчету при выборе гарантированных мощностей в маловодном году.

При выполнении расчета необходимо выполнять все вышеперечисленные требования, относящиеся к водно-энергетическим расчетам маловодного года, к которым добавляется еще одно существенное, а именно, так как установленная мощность проектируемой ГЭС на данном этапе расчета определена, мощность проектируемой ГЭС, рассчитываемая при расходах средневодного года не должна превышать значение $N_{уст}=1045$ МВт. А также, в средневодном году, с целью не превышения отметки ВБ выше НПУ, допустимо производить холостые сбросы воды.

Срабатывать водохранилище начинаем с ноября месяца, в напряженный для энергосистемы период. Алгоритм расчета следующий: в каждом расчетном месяце полученная мощность средневодного года должна быть не меньше мощности соответствующего месяца в маловодном году, то есть не меньше $N_{гар}$. С целью получения максимальной выработки сработку водохранилища до отметки УМО осуществляем как можно ближе к наступлению половодья, с тем, чтобы как можно дольше работать на повышенных напорах. Заполнение водохранилища до отметки НПУ осуществляем как можно раньше, с тем, чтобы как можно раньше выйти на работу на повышенных напорах.

Выработку электроэнергии в каждом расчетном месяце определим по следующему выражению (2.11):

$$Э_{сут} = N_{ГЭС} \cdot t = N_{ГЭС} \cdot t_{сут} \cdot 24ч, \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (2.11)$$

Среднееголетняя выработка электроэнергии (2.12):

$$Э_{мес} = \Sigma Э_{мес} / 10^9 = 7,77 \text{ млрд кВт} \cdot \text{ч}. \quad (2.12)$$

График сработки водохранилища представлен на рисунке 2.9.

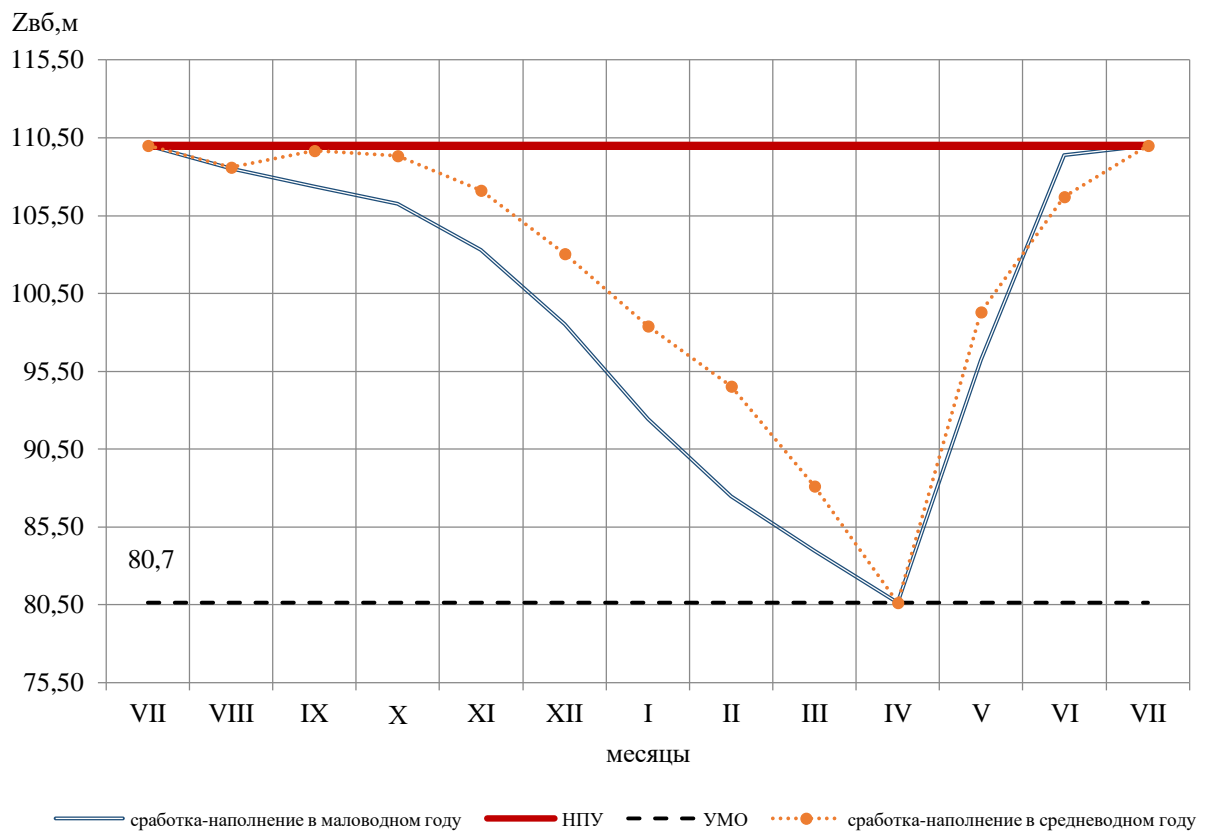


Рисунок 2.9 – График сработки-наполнения в маловодном и средневодном году

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Построение режимного поля

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 (3.1):

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

где $Z_{\text{ВВ}}(V_{\text{сраб}})$ – отметка уровня воды в водохранилище, которая изменяется в зависимости от объема сработки от НПУ до УМО; $Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$ – отметка уровня воды в нижнем бьефе в зависимости от расхода.

Ограничения работы турбин:

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

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

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

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

где $Q_{\text{ГЭС}}^{\text{max}}$ – максимальная пропускная способность, H_p – расчетный по мощности напор. Определяется в точке пересечения линий ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчетного напора.

Результаты представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчета режимного поля Деминикасской ГЭС

Кривые связи НБ		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС		Линия ограничения по расходу санитарного попуска	
$Q_{НБ}, м^3/с$	$Z_{НБ}, м$	$\Delta НПУ, м$	$\Delta УМО, м$	$H_{Р}, м$	$Q_{ГЭС}, м^3/с$	$H_{ГЭС}, м$	$Q_{ГЭС}, м^3/с$	$H_{ГЭС}, м$	$Q_{ГЭС}, м^3/с$	$H_{ГЭС}, м$
0	10	98,9	69,6	84,9	1250	95,0	1540	77,1	600	0
200	11,5	97,4	68,1	83,4	1300	91,3	1500	73,1	600	120
400	13	95,9	66,6	81,9	1350	88,0	1460	69,3	-	-
800	15	93,9	64,6	79,9	1400	84,8	1420	65,6	-	-
1000	15,9	93,0	63,7	79,0	1450	81,9	1380	61,9	-	-
1300	17	91,9	62,6	77,9	1500	79,2	1340	58,4	-	-
1600	17,9	91,0	61,7	77,0	1550	76,6	1300	54,9	-	-
2100	19	89,9	60,6	75,9	1600	74,2	1260	51,6	-	-
2600	19,7	89,2	59,9	75,2	1650	72,0	1220	48,4	-	-
3200	20,2	88,7	59,4	74,7	1700	69,9	1180	45,3	-	-
4000	20,6	88,3	59,0	74,3	1750	67,9	1140	42,2	-	-
5000	21	87,9	58,6	73,9	1800	66,0	1100	39,3	-	-
6000	21,2	87,7	58,4	73,7	1850	64,2	1060	36,5	-	-
7000	21,3	87,6	58,3	73,6	1900	62,5	1020	33,8	-	-
12000	22	86,9	57,6	72,9	1950	60,9	980	31,2	-	-

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

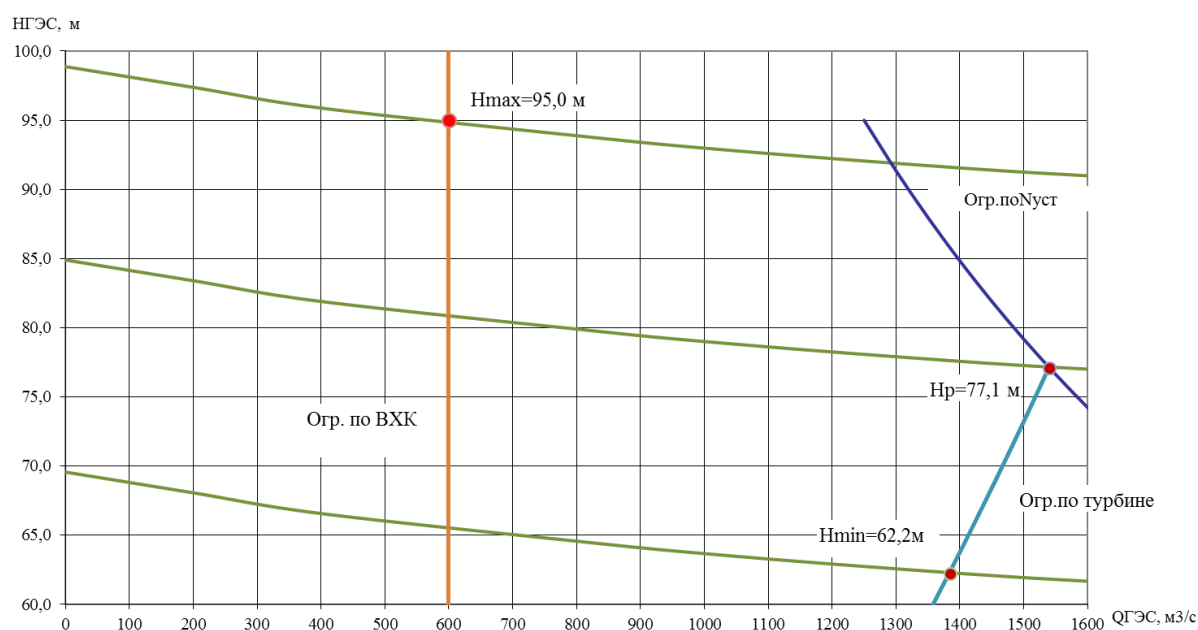


Рисунок 3.1 – Режимное поле проектируемой ГЭС

Из построенного режимного поля определяется:

- максимальный напор $H_{max} = 95,0$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу $Q_{min} = 600,0$ м³/с;
- расчётный напор $H_{расч} = 77,1$ м. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;
- минимальный напор $H_{min} = 62,2$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС.

3.2 Выбор системы и количества гидроагрегатов

Для полученного диапазона изменения напора по справочным материалам подбираются все возможные типы гидротурбин, исходя из следующих условий:

- 1) Значение предельного напора не должно быть меньше максимального расчетного, т.е. $H_{max} \leq H_{пред.}$;
- 2) Отношение $\frac{H_{min}}{H_{max}}$ должно быть не меньше справочных данных;
- 3) Максимальный диаметр рабочего колеса должен выбираться с учетом транспортировки к месту монтажа.

Для данного максимального напора выбрана ПЛД115б-В45°.

Составляется таблица параметров моделей данных гидротурбин (таблица 3.2):

Таблица 3.2 – Параметры выбранных типов модельных гидротурбин

Параметр		ПЛД115-В45°
Максимальный напор гидротурбин	$H_{пред}, м$	115
Диапазон регулирования	H_{min} / H_{max}	0,50
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{10}, мин^{-1}$	83
Оптимальный приведенный расход	$Q'_{10}, л/с$	830
Оптимальный КПД модели	$\eta_{м0}$	0,916
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1max}, л/с$	850-1050
Коэффициент кавитации	σ при Q'_{1max}	0,23-0,30
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D'_{1м}, м$	0,46
Напор модельной турбины	$H_{м}, м$	4
Температура воды	$t_{м}, °C$	6-11

На главной универсальной характеристикой турбин намечаются расчетные точки Р₁, предварительно проведя линию через оптимум КПД.

Для ПЛД115-В45°: $Q'_{(p1)} = 0,88 \frac{м^3}{с}$, $\eta'_{(p1)} = 0,915$.

Для выбора оптимального рабочего колеса необходимо выполнить основные расчёты для ряда стандартных диаметров [4]. Результаты расчётов представлены в таблице 3.3.

КПД натурной турбины определим по формуле (3.4):

$$\begin{aligned} \eta_T &= 1 - (1 - \eta_M) \cdot \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1M}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_M}{H_p^N}} \cdot \sqrt[5]{\frac{v_H}{v_M}} \right) = \\ &= 1 - (1 - 0,908) \cdot \left(0,25 + 0,75 \cdot \sqrt[5]{\frac{0,46}{8,0}} \cdot \sqrt[10]{\frac{4}{77,1}} \cdot \sqrt[5]{\frac{1,3}{1,32}} \right) = \\ &= 0,948, \end{aligned} \quad (3.4)$$

где η_M ; D_{1M} ; H_M – КПД, диаметр и напор модельной турбины; D_1 , H_p^N – диаметр и расчетный напор натурной турбины; v_M , v_H – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для натуральных и модельных условий t_M ; t_H ; ε – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям ($\varepsilon = 0,75$).

Мощность агрегата в расчетной точке находится по формуле (3.5), которую далее пересчитывается после уточнения числа агрегатов:

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

где Q'_{I_p} – приведенный расход в расчетной точке; D_1 , H_p – диаметр и расчетный напор натурной турбины; η_T – КПД натурной гидротурбины; η_G^{cp} – средний КПД генератора (предварительно принимаем 0,97).

$$N'_a = 9,81 \cdot 1,11 \cdot 8,0^2 \cdot 77,1^{1,5} \cdot 0,948 \cdot 0,97 = 433,89 \text{ МВт.}$$

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов находится по формуле (3.6):

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

где $N_{уст}^{прГЭС} = 1045 \text{ МВт}$ – расчетная установленная мощность.

Как правило, число агрегатов получается дробное, что требует округления его в большую сторону. Согласно стандарту, округляемое число должно быть кратно 2 или 3. Благодаря этому условию соблюдается симметрия схемы электрических соединений станции.

$$z_a' = \frac{1045}{433,89} = 2,41 \approx 3 \text{ шт.}$$

Поправка на приведенную частоту вращения определяется по формуле (3.7):

$$\Delta = \frac{\eta_T}{\eta_M}, \quad (3.7)$$

где η_T – КПД натурной гидротурбины; η_M – КПД модельной турбины.

Синхронная частота вращения турбины определяется по формуле (3.8):

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

где n'_{Ip} – приведённая частота вращения модельной гидротурбины в расчётной точке; Δ - поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к натуре, равная отношению КПД натурной турбины к КПД модели расчетной точке.

$$n_c = \frac{83,0 \cdot \sqrt{1,045 \cdot 77,1}}{8,0} = 93,1 \text{ об/мин.}$$

По полученной синхронной частоте вращения необходимо принять ближайшее большее стандартное значение синхронной частоты вращения.

Значения приведенной частоты вращения для напоров $H_{max}, H_p^N; H_{min}$, необходимы для нанесения линий приведенной частоты на УХ, которые рассчитываются по формулам (3.9), (3.10), (3.11):

$$n'_{Imax} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{min} \cdot \Delta}} = \frac{93,8 \cdot 8,0}{\sqrt{62,5 \cdot 1,045}} = 93,1. \quad (3.9)$$

$$n'_{Ip} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_p \cdot \Delta}} = \frac{93,8 \cdot 8,0}{\sqrt{77,1 \cdot 1,045}} = 83,6. \quad (3.10)$$

$$n'_{imin} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{max} \cdot \Delta}} = \frac{93,8 \cdot 8,0}{\sqrt{95,0 \cdot 1,045}} = 75,3. \quad (3.11)$$

Окончательное положение расчетной точки на линии $n'_{Нр}$ с учетом округленного числа агрегатов и уточненной мощности агрегата осуществляется на основании решения следующего уравнения (3.12):

$$Q'_i \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{Г}^{cp}} = \frac{348,3}{9,81 \cdot 8,0^2 \cdot 77,1^{1,5} \cdot 0,97} = 0,845. \quad (3.12)$$

Для полученной расчетной точки необходимо построить линию ограничения по мощности, для этого на линии $n'_{Нmax}$, аналогичным образом, подставляя в уравнение выше вместо H_p^N напор H_{max} находится точка и соединяется с расчетной.

Приведенный расход определяется по формуле (3.13):

$$Q'_i = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.13)$$

где Q_{min} – минимальный расход через станцию.

Все расчеты для рассматриваемых турбин сведены в таблицу 3.3.

Таблица 3.3 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D_1 гидротурбины ПЛД1156-В45°

D_1 , м	8,5	8	7,5	7,1	6,7	6,3
η_T	0,908	0,908	0,908	0,908	0,908	0,908
N'_a , МВт	490,00	433,89	381,20	341,50	304,00	268,68
n , ШТ	2,13	2,41	2,74	3,06	3,44	3,89
Покр, ШТ	3	3	3	4	4	4
$N_{Iга}$, МВт	348,3	348,3	348,3	261,3	261,3	261,3
ΔP	1,045	1,044	1,044	1,043	1,043	1,043
$n'_{синх}$, об/мин	87,6	93,1	99,3	104,9	111,1	118,1
$n_{синх}$, об/мин	88,2	93,8	100,0	107,1	115,4	125,0
n'_p , об/мин	93,0	93,1	93,1	94,4	96,0	97,8
n'_{min} , об/мин	83,5	83,6	83,6	84,8	86,2	87,8
n'_{max} , об/мин	75,3	75,3	75,3	76,4	77,7	79,1

Приведенные частоты вращения для турбин с разным диаметром D_1 (максимальная, расчетная и минимальная) должны размещаться на ГУХ таким образом, чтобы в диапазоне напоров $H_p - H_{max}$ гидротурбина работала с наибольшим КПД. Так же необходимо стремиться к минимальному числу

агрегатов при максимальной мощности. Уточненная расчетная точка должна находиться в области рекомендуемого диапазона расходов и кавитации. На основании вышеперечисленных требований к дальнейшему рассмотрению принята турбина:

– ПЛД1156-В45°: $Z_a = 3$, $n_c = 93,8$ об/мин, $D1=8$ м;

Гидротурбина ПЛД1156-В45° принимается к установке, так как оптимум КПД гидротурбины находится в рекомендуемом диапазоне приведенных частот вращения, соответствующих диапазону напоров $H_p - H_{max}$.

Нецелесообразно рассматривать другие значения диаметров, так как при других значениях диаметров рабочего колеса увеличивается коэффициент кавитации, расчетная точка либо не попадает в рекомендуемый диапазон изменения Q'_{1max} и σ , либо если попадает, то лишь при большом количестве ГА, либо не соответствует рекомендуемому расположению оптимума КПД относительно линий приведенной частоты вращения при $H_p - H_{max}$. Следует отметить, что критерием выбора турбины является, в том числе, и минимальное количество ГА).

Зона работы данной турбины представлена на УХ (Приложение Б)

3.3 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины

Необходимо выполнить одно из важных условий это безкавитационная работа гидротурбины, для этого необходимо определить допустимое заглубление рабочего колеса по формуле (3.14):

$$\forall Z_{p.k.} = Z_{н.б.}(Q_{н.б.}) + H_s, \quad (3.14)$$

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

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

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

Высота отсасывания определяется по формуле (3.15):

$$H_s = B - \frac{Z_{НБ}(Q_{НБ})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5 + Z_{х.пл.}, \quad (3.15)$$

где $B = 10,33$ м вод. ст. – барометрическое давление; $Z_{НБ}(Q_{НБ})$ – отметка НБ при данном расходе; 1,5 – конструктивный запас; σ – коэффициент кавитации,

определяемый по универсальной характеристике для расчётных условий; $Z_{х.пл.}$ – разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин, которая для РО равна $\frac{B_0}{2}$; $B_0 = \frac{B_{0м} \cdot D_{1Н}}{D_{1М}}$.

Расчёты всех выбранных гидротурбин представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Результаты расчета высоты отсасывания гидротурбины

Тип турбины	D_1 , м	z_a , шт	n_c , об/мин	N_a , МВт	H_{S1} , м	H_{S2} , м	H_{S3} , м
ПЛД1156-В45°	8,0	3	93,8	348,3	-3,48	-6,38	-0,76

Отметка расположения рабочего колеса, которая будет рассчитывается для самого неблагоприятного случая, то есть при $H_S = -6,38$. Для этого случая $Z_{НБ} = 13,10$, отсюда следует что заглубление будет рассчитано по формуле (3.14):

$$\nabla Z_{р.к.} = 13,10 + (-6,38) = 7,12\text{м.}$$

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

3.4 Выбор типа серийного гидрогенератора

Согласно современной политике энергосбережения и энергоэффективности основным перспективным направлением является применение гидрогенераторов с наименьшими потерями на намагничивание и наименьшим потреблением на возбуждение.

Конструктивно нужно стремиться к уменьшению промежуточных элементов между центральной частью ротора генератора и валом турбины.

Для обеспечения полного контроля за состоянием гидрогенератора должна быть разработана расширенная система его мониторинга, путем использования показаний встроенных интеллектуальных датчиков контроля изоляции статора и ротора, температурного нагрева обмоток статора и ротора, замера воздушного зазора, контроля вибрационного состояния гидроагрегата и др. параметров.

Рекомендуется применять:

- эффективные системы вентиляции и охлаждения;
- встроенные датчики контроля температуры обмоток статора и ротора.

Граничные характеристики:

- срок эксплуатации не менее 40 лет;
- срок эксплуатации между капитальными ремонтами не менее 7 лет;
- КПД не менее 97%;
- диапазон частот, при которых должна сохраняться номинальная мощность: $48,75 \div 51,25$ Гц;
- диапазон изменения напряжения, в пределах $-5 \div +10\%$;

– класс нагревостойкости изоляции обмоток статора и ротора по ГОСТ8865-93 не ниже F.

Определено число пар полюсов гидрогенератора по формуле:

$$2p = \frac{f}{n_c}, \quad (3.16)$$

где $2p = \frac{3000}{93,8} = 32$ – число пар полюсов генератора.

Расчитана номинальную мощность генератора по формуле:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos \varphi} = \frac{348,3}{0,89} = 392 \text{ МВА}, \quad (3.17)$$

где $\cos \varphi = 0,89$ – коэффициент мощности генератора.

Расчетная мощность:

$$S_p = k S_H = 1,06 \cdot 392 = 416 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (3.18)$$

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

Удельная нагрузка:

$$S^* = \frac{S_H}{2p} = \frac{392}{32} = 12,25 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (3.19)$$

Полюсное деление:

$$\tau^* = \frac{\pi D_i}{2p}. \quad (3.20)$$

Полюсное деление зависит от удельной нагрузки и способа охлаждения:

$$\tau^* = AS^{\alpha} = 0,451 \cdot 12,25^{0,239} = 0,82 \text{ м}, \quad (3.21)$$

где A и α – эмпирические коэффициенты. ($A = 0,451$; $\alpha = 0,239$)

Диаметр ротора:

$$D_i = \frac{\tau^* \cdot 2p}{\pi} = \frac{0,82 \cdot 32}{3,14} = 8,36 \text{ м}. \quad (3.22)$$

Предельная окружная скорость:

$$v_{\text{пр}} = \frac{\pi D_i k_{\text{разг}} n_c}{60} = \frac{3,14 \cdot 8,36 \cdot 2 \cdot 93,8}{60} = 82,08 \text{ м/с}, \quad (3.23)$$

где $k_{\text{разг}}$ – коэффициент разгона ($k_{\text{разг}} = 2$)

При $D_i = 8,36$ м предельная окружная скорость ротора в разгонном режиме не превышает допустимых значений.

Для определения высоты активного железа необходимо найти «условный объем машины» по формуле:

$$W_S = D_i^2 l_a = \frac{30 C_a S_p}{\pi n_0}, \quad (3.24)$$

где C_a – коэффициент машины, зависящий от удельной нагрузки на полюс S^* и способ охлаждения, определяется по формуле.

$$C_a = \frac{R}{S^{*y}} = \frac{5,58}{12,25^{0,105}} = 4,29. \quad (3.25)$$

Высота активной стали:

$$l_a = \frac{W_S}{D_i^2} = \frac{30 C_a S_p}{\pi n_0 D_i^2} = \frac{30 \cdot 4,29 \cdot 416}{3,14 \cdot 93,8 \cdot 8,36^2} = 2,6 \text{ м}. \quad (3.26)$$

После определения D_i и l_a уточняется конструктивное исполнение генератора: при $\frac{D_i}{l_a} > 5$ и $n_c < 150$ мин⁻¹ рекомендуется принимать зонтичное исполнение.

Общая масса генератора приближенно:

$$G_{\text{ген}} = \psi D_i l_a = 47 \cdot 8,36 \cdot 2,6 = 1022 \text{ т}. \quad (3.27)$$

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

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

$$G_{\text{рот}} = 0,55 \cdot G_{\text{ген}} = 0,55 \cdot 1022 = 562 \text{ т} \quad (3.27)$$

Исходя из расчетных данных выбирается гидрогенератор: СВ 900/260-32. Данные генератора представлены в таблице 3.5, 3.6.

Таблица 3.5 – Основные размеры гидрогенератора СВ 900/260-32

Элемент генератора	Параметр	Зависимость	Значение
Статор	Высота корпуса $h_{\text{ст}}$	$(1,7 \div 1,9)l_a$	4,94 м
	Диаметр корпуса $D_{\text{ст}}$	$(1,05 + 0,0017n_0)D_i$	10,11 м
	Диаметр активной стали D_a	$D_i + (0,5 \div 0,9)$	900 м

Окончание таблицы 3.5

Верхняя крестовина	Высота $h_{в.к.}$	$(0,1 \div 0,12)D_i$	1,00 м
Подпятник	Высота $h_{п.}$	$(0,15 \div 0,2)D_i$	1,67 м
	Диаметр кожуха $D_{п.}$	$(0,4 \div 0,5)D_i$	4,18 м
Нижняя крестовина	Высота $h_{н.к.}$	$(0,25 \div 0,30)D_{ш}$	2,41 м
	Диаметр лучей $D_{н.к.}$	$D_{ш}+0,6$	8,62 м
Надстройка	Высота h_0	$0,3 \div 0,5$	0,40 м
	Диаметр d_0	$(0,2 \div 0,25)D_i$	2,01 м

Таблица 3.6 – Номинальные данные гидрогенератора СВ 900/260-32

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{ном}$	МВА	393
Номинальная активная мощность	$P_{ном}$	МВт	335
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$	о.е.	0,85
Номинальное напряжение	$U_{ном}$	кВ	15,75
Номинальный ток	$I_{ном}$	кА	14406
Номинальная частота вращения	$n_{ном}$	об/мин	93,8
Сопротивление обмотки статора	X_d	о.е.	1,07
Переходное сопротивление	$X'd$	о.е.	0,35
Сверхпереходное сопротивление	$X''d$	о.е.	0,3
Исполнение	зонтичное		
Масса ротора	m_p	т	562
Масса общая	$m_{об}$	т	1022

3.5 Гидромеханический расчёт и построение плана спиральной камеры

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

Металлические спиральные камеры ($\varphi = 345 \div 360^\circ$) имеют круглые поперечные сечения с переходом на эллиптические в районе зуба, они служат для подвода воды к турбине и формирования потока на входе в направляющий аппарат (рисунок 3.2).

Угол охвата спиральной камеры $\varphi_{сп} = 345^\circ$ – рекомендуемый угол охвата спиральной камеры.

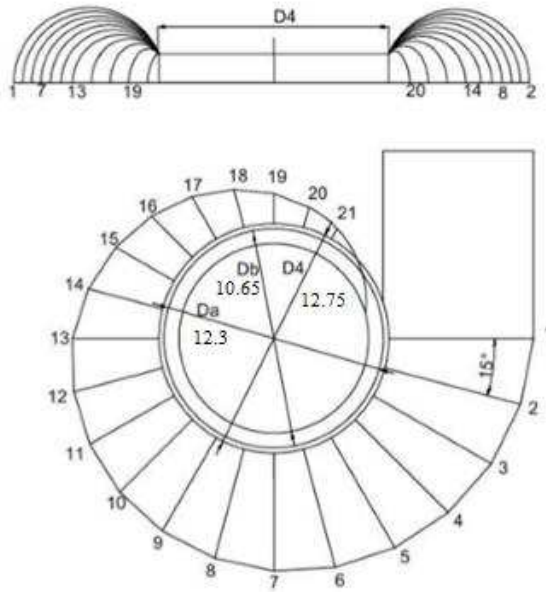


Рисунок 3.2 – Теоретический план спиральной камеры круглого сечения.

Скорость во входном сечении спиральной камеры принята по графику:

$$v_{cp} = 8,5 \text{ м/с.} \quad (3.28)$$

Расход через входное сечение:

$$Q_{вх} = Q_p \frac{\varphi}{360^\circ} = 614 \cdot \frac{345}{360} = 589 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (3.29)$$

Площадь входного сечения:

$$F_{вх} = \frac{Q_{вх}}{v_{cp}} = \frac{589}{8,5} = 69,27 \text{ м}^2. \quad (3.30)$$

Радиус входного сечения:

$$p_{вх} = \sqrt{\frac{F_{вх}}{\pi}} = \sqrt{\frac{69,27}{3,14}} = 4,7 \text{ м.} \quad (3.31)$$

Наружный радиус входного сечения:

$$a_{вх} = R_4 + \sqrt{p_{вх}^2 - \frac{H_1^2}{2}} = 6,375 + \sqrt{4,7^2 - \frac{3,3^2}{2}} = 10,77 \text{ м.} \quad (3.32)$$

Последовательно задаваясь рядом значений углов φ через $\Delta\varphi = 15^\circ$, рассчитываем все сечения спиральной камеры. Полученные расчеты сведены в таблицу 3.7.

Таблица 3.7 – Сечения спиральной камеры

φ	-	-	-	-	-	x	x ²	p ²	p	a	R
-	$\frac{\varphi}{360}$	$\frac{\varphi}{c}$	$2 \cdot R_4 \cdot (3)$	$(2 \cdot R_4) - (H_1/2)^2$	$\sqrt{(5)}$	(6)+(3)	(7) ²	(8)+(H ₁ /2) ²	$\sqrt{(9)}$	R ₄ +(7)	(10)+(11)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12,00
345	0,958	1,078	13,742	11,020	3,320	4,397	19,338	22,060	4,697	10,772	15,47
330	0,917	1,031	13,145	10,422	3,228	4,259	18,142	20,865	4,568	10,634	15,20
315	0,875	0,984	12,547	9,825	3,134	4,119	16,963	19,685	4,437	10,494	14,93
300	0,833	0,937	11,950	9,227	3,038	3,975	15,800	18,522	4,304	10,350	14,65
285	0,792	0,890	11,352	8,630	2,938	3,828	14,654	17,377	4,169	10,203	14,37
270	0,750	0,844	10,755	8,032	2,834	3,678	13,525	16,248	4,031	10,053	14,08
255	0,708	0,797	10,157	7,435	2,727	3,523	12,414	15,137	3,891	9,898	13,79
240	0,667	0,750	9,560	6,837	2,615	3,365	11,321	14,043	3,747	9,740	13,49
225	0,625	0,703	8,962	6,240	2,498	3,201	10,246	12,968	3,601	9,576	13,18
210	0,583	0,656	8,365	5,642	2,375	3,031	9,190	11,912	3,451	9,406	12,86
195	0,542	0,609	7,767	5,045	2,246	2,855	8,153	10,875	3,298	9,230	12,53
180	0,500	0,562	7,170	4,447	2,109	2,671	7,136	9,858	3,140	9,046	12,19
165	0,458	0,515	6,572	3,850	1,962	2,478	6,139	8,861	2,977	8,853	11,83
150	0,417	0,469	5,975	3,252	1,803	2,272	5,162	7,885	2,808	8,647	11,46
135	0,375	0,422	5,377	2,655	1,629	2,051	4,207	6,930	2,632	8,426	11,06
120	0,333	0,375	4,780	2,057	1,434	1,809	3,274	5,996	2,449	8,184	10,63

Т.к. для дальнейших углов φ сечение СК принимает форму эллипса, то методика, указанная выше, не подходит. Строим плавную зависимость по уже имеющимся координатам (таблицы 3.8).

Таблица 3.8 – Сечения спиральной камеры

N	φ	p ₁ ,м	R,м	P ₂ ,м
17	105	2,8767	9,97	1,877
18	90		9,31	1,472
19	75		8,64	1,067
20	60		7,98	0,663
21	45		7,32	0,258
22	30		6,65	-0,147
23	15		5,99	-0,551
24	0		5,33	-0,956

По рассчитанным промежуточным сечениям спирали построен график зависимости $\varphi_{сп} = f(r_i)$ (Рисунок 3.3).

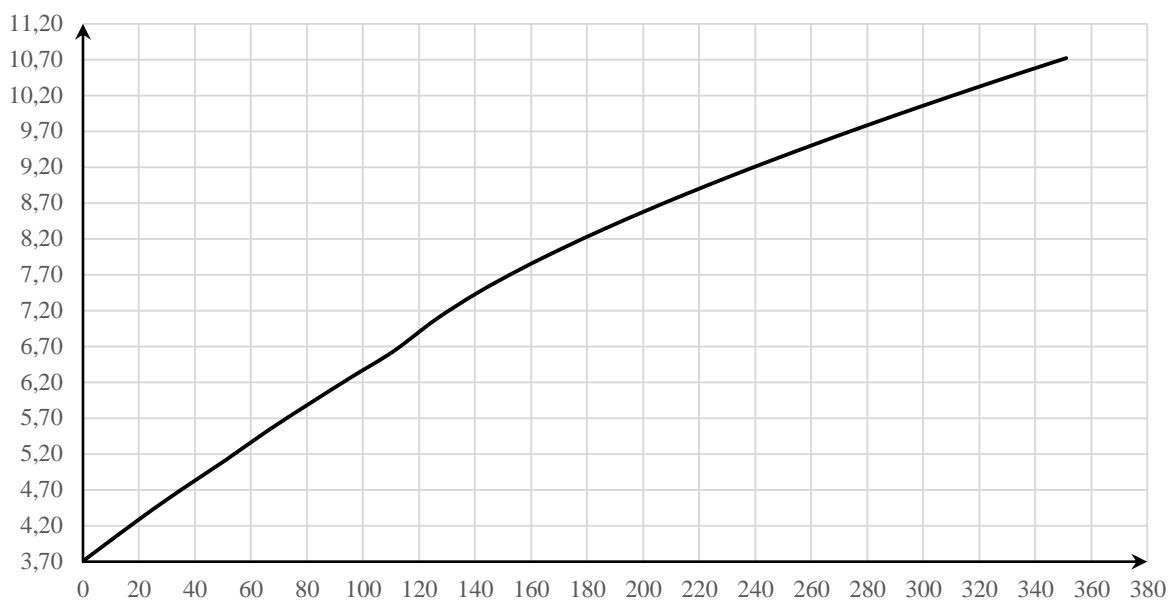


Рисунок 3.3 – График зависимости $\varphi_{сп} = f(g_i)$

План спирали, представленный в приложении В, был построен по таблице 3.6, 3.7. Значения для таблицы получены путем разбиения угла охвата спиральной части камеры на интервалы.

3.6 Выбор маслонапорной установки и электрогидравлического регулятора

Маслонапорная установка необходима для создания давления масла в системе регулирования, которая для данного случая осуществляет поворот лопаток направляющего аппарата.

По номограмме [6] для турбины ПЛД115б-В45° определяем тип МНУ 20М-2/40-20-3.

Маслонапорная установка с гидроаккумулятором вместимостью 2,5 м³, состоящим из одного сосуда на давление 20 МПа (40 кгс/см²), имеющим сливной бак МА 20 – 3 вместимостью 20 м³ с двумя насосами.

По справочным данным [6]. Выбирается электрогидравлический регулятор: ЭГРК – 2И1 – 150 – 11.

Тип панели электрооборудования – ЭГР–2И1;

Тип гидромеханической колонки управления - ЭГР–150–11.

3.7 Заглубление водозабора на величину воронкообразования

Средняя скорость воды в туннеле определится по формуле (3.33).

$$v = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D_T^2} = \frac{4 \cdot 589}{3,14 \cdot 8^2} = 11,72 \text{ м/с.} \quad (3.33)$$

Минимальная разность отметки УМО и верхней кромки водовода определится по формуле (3.34).

$$H_{кр} = 0,5 \cdot D_T \cdot \frac{v}{\sqrt{g \cdot D_T}} = 0,5 \cdot 8 \cdot \frac{11,72}{\sqrt{9,81 \cdot 8}} = 5,30 \text{ м.} \quad (3.34)$$

3.8 Выбор геометрических размеров машинного зала

Высота машинного зала определена, исходя из наиболее длинного неразборного конструктивного элемента гидроагрегата, которым является ротор генератора с валом до фланца, с запасом 0,5м.

Ширина монтажной площадки принята 30 метра. При такой ширине будет возможно раскладка узлов одного гидроагрегата в зоне работы мостового крана, с учётом, что расстояние между частями будет не менее 1,5 метров [12].

Для плотинных ГЭС, длина блока определится по формуле (3.35).

$$B_{бл} = 3 \cdot D_1 = 3 \cdot 8,0 = 24,0 \text{ м.} \quad (3.35)$$

Длина машинного зала определится по формуле (3.36).

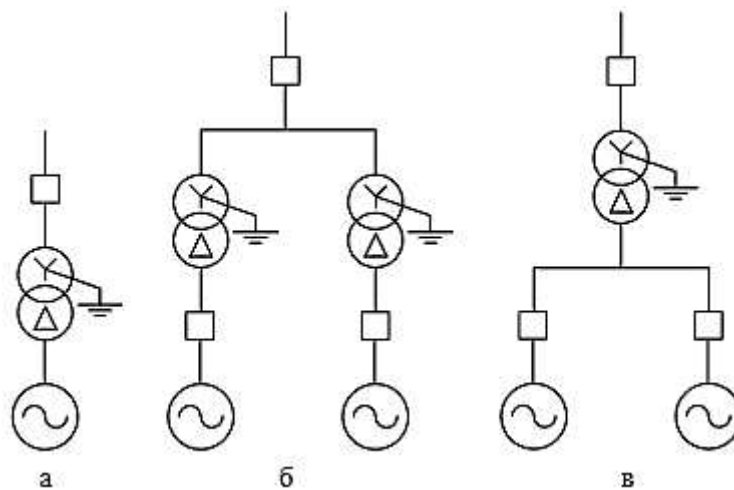
$$L_{мз} = B_{бл} \cdot n_{агр} + B_{м.п.} = 24,0 \cdot 3 + 30,0 = 102,0 \text{ м.} \quad (3.36)$$

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений

Главная электрическая схема Деминиканской ГЭС должна обеспечивать выдачу мощности в различных эксплуатационных режимах и отвечать требованиям надежности и безопасности эксплуатации [13].

Одним из первых вопросов, решаемых в проектировании, является выбор вида блоков ГЭС. Выбор зависит от числа и мощности гидроагрегатов. По проекту предполагается установка трех гидроагрегатов мощностью 348,3 МВт каждый. Основываясь на вышеуказанных данных и условиях требования надежности [13], целесообразно выбрать простые (единичные) блоки (рис.4.1, а), в которых каждому генератору соответствует повышающий трансформатор.



а – простой (единичный) блок; б – укрупненный блок с повышающим трансформатором на каждый генератор; в – укрупненный блок с одним трансформатором на несколько генераторов.

Рисунок 4.1 – Виды генераторных блоков

4.2 Выбор основного оборудования

4.2.1 Выбор трансформаторов собственных нужд

Трансформаторы собственных нужд выбираем из условия, что один ТСН должен покрывать собственные нужды всей станции.

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

Доля мощности, потребляемой на собственные нужды генератора равна 1% от $P_{Г\text{ном}}$:

$$P_{сн} = 0,01 \cdot 335 = 3,35 \text{ МВт};$$

$$S_{\text{сн}} = \frac{P_{\text{сн}}}{\cos\varphi} = \frac{3,35}{0,85} = 3,94 \text{ МВА}, \quad (4.1)$$

где $P_{\text{Г ном}}$ – номинальная мощность генератора; $\cos\varphi$ – коэффициент мощности генератора.

По каталогу ООО «Энерго-Завод» [14], выбирается три трансформатора ТСЗ-4000/35.

Паспортные данные трансформаторов собственных нужд представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Паспортные данные трансформатора ТСЗ-4000/35

$S_{\text{ном}}$, кВА	U , кВ		$U_{\text{кз}}$, %	ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт
	$U_{\text{вн}}$, кВ	$U_{\text{нн}}$, кВ			
4000	15,75	6,3	7,5	5,3	33,5

4.2.2 Выбор главных повышающих трансформаторов

Трансформатор должен обеспечить выдачу мощности генераторов в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности нагрузки собственных нужд.

Таким образом, расчетная мощность одного силового трансформатора:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{Г}}}{\cos\varphi} - S_{\text{сн}} = \frac{335}{0,85} - 4,0 = 389 \text{ МВА}, \quad (4.2)$$

где $S_{\text{сн}}$ – полная мощность собственных нужд.

По каталогу ООО «Уралэлектротяжмаш» [15] выбраны трансформаторы ТДЦ 400000/500-У1.

Паспортные данные представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Паспортные данные ТДЦ 400000/500-У1

$S_{\text{ном}}$, кВА	U , кВ		$U_{\text{кз}}$, %	$I_{\text{хх}}$, %	ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт
	$U_{\text{вн}}$, кВ	$U_{\text{нн}}$, кВ				
400000	525	15,75	13	0,4	315	790

4.3 Количество отходящих линий

Суммарная мощность, выдаваемая в систему:

$$S_{\Sigma} = z_a \cdot \left(\frac{P_{\text{Г}}}{\cos\varphi} - S_{\text{с.н.}} \right) = 3 \cdot \left(\frac{335}{0,85} - 4 \right) = 1171 \text{ МВА}, \quad (4.3)$$

где z_a – число агрегатов, 3 шт.

Количество отходящих линий определяется по формуле (4.4):

$$n_{л} = \frac{S_{\Sigma}}{\frac{P_{\text{нат}}}{\cos\varphi_c}} + 1 = \frac{1171}{\frac{900}{0,9}} + 1 = 1,17 + 1 = 2,17 \approx 3 \text{ шт}, \quad (4.4)$$

где $P_{\text{пр}}$ – пропускная способность на одну цепь ВЛ 500 кВ, равная 900 МВт;
 K_{500} – поправочный коэффициент, 1,0; $\cos\varphi_c$ – коэффициент мощности системы.

Таким образом, число линий ВЛ 500 принимается равным $n_{л} = 3$.

Ток воздушной линии находится по формуле (4.5):

$$I_{\text{ВЛ500}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{л}} = \frac{1171}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 500} = 0,430 \text{ кА}, \quad (4.5)$$

где U_{py} – напряжение линии электропередачи, 500 кВ.

Расчетный ток ВЛ определяется по формуле (4.6):

$$I_{\text{расч}} = a_i \cdot a_T \cdot I_{\text{ВЛ500}} = 1,05 \cdot 1,0 \cdot 0,430 = 0,450 \text{ кА}, \quad (4.6)$$

где a_i – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации, принимается $a_i = 1,05$ [16]; a_T – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии, принимается $a_T = 1,0$ [16].

По величине расчетного тока выбирается провод марки АС 400/51, которому соответствуют следующие характеристики:

- допустимый длительный ток $I_{\text{доп}} = 945 \text{ А}$;
- $x_{0\text{уд}} = 0,304 \text{ Ом/км}$;
- $r_{0\text{уд}} = 0,020 \text{ Ом/км}$.

Ток для проверки сечения провода по нагреву определяется по формуле (4.7):

$$I_{\text{ВЛ500,утяж}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{вл}} - 1)\sqrt{3} \cdot U_{\text{py}}} = \frac{1171}{(3 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 500} = 0,640 \text{ кА}. \quad (4.7)$$

$$I_{\text{ВЛ500,утяж}} < I_{\text{доп}},$$

$$0,640 \text{ кА} < 0,945 \text{ кА}.$$

Следовательно, провод АС 400/51 прошел проверку сечения по нагреву.

4.4 Выбор схемы распределительного устройства

Число присоединений КРУЭ 500 кВ равно 6 (три воздушных линии, три генераторных присоединения). В соответствии с СТО «Схемы принципиальные

электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ» [17] для проектируемой ГЭС выбирается схема с двумя рабочими системами шин с двумя присоединениями на три выключателя (полупорочная цепочка).

4.5 Расчет токов короткого замыкания

4.5.1 Параметры элементов схемы для расчета токов КЗ

Определяются индуктивные и активные сопротивления всех элементов схемы в именованных единицах.

Индуктивное сопротивление синхронного генератора находится по формуле (4.14):

$$x_{\Gamma} = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,3 \cdot \frac{15,75^2}{393} = 0,189 \text{ Ом}, \quad (4.14)$$

где x_d'' - сверхпереходное сопротивление, о.е.;

$S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность генератора, МВА;

$U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение генератора, кВ.

Активное сопротивление синхронного генератора находится по формуле (4.15):

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{\Gamma}}{2\pi \cdot f_c \cdot T_{a,\Gamma}} = \frac{0,189}{2 \cdot 3,14 \cdot 50 \cdot 0,045} = 0,021 \text{ Ом}, \quad (4.15)$$

где f_c – частота тока в энергосистеме, равная 50 Гц; $T_{a,\Gamma}$ – постоянная времени затухания апериодической составляющей, равная 0,045 с.

Сопротивление силового трансформатора находится по формулам (4.16) и (4.17):

$$x_{\Gamma} = \frac{u_{\text{кз\%}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{Т.ВН}}^2}{S_{\Gamma}} = \frac{13}{100} \cdot \frac{525^2}{400} = 89,58 \text{ Ом}; \quad (4.16)$$

$$r_{\Gamma} = \Delta P_{\text{к}} \cdot \frac{U_{\text{Т.ВН}}^2}{S_{\Gamma}^2} = 0,79 \cdot \frac{525^2}{4000^2} = 1,36 \text{ Ом}, \quad (4.17)$$

где $u_{\text{кз\%}}$ - напряжение короткого замыкания трансформатора; $U_{\text{Т.ВН}}$ – напряжение обмотки высшего напряжения трансформатора; S_{Γ} – полная номинальная мощность трансформатора; $\Delta P_{\text{к}}$ – потери КЗ в трансформаторе.

Сопротивления ВЛ 500 кВ определяются по формулам (4.18) и (4.19):

$$x_{\text{Л}} = x_{\text{о,уд}} \cdot l = 0,304 \cdot 260 = 79,04 \text{ Ом}; \quad (4.18)$$

$$r_{л} = r_{о,уд} \cdot l = 0,020 \cdot 260 = 5,2 \text{ Ом}, \quad (4.19)$$

где $x_{о,уд}$ – удельное индуктивное сопротивление ВЛ, равное 0,304 Ом/км [17];
 $r_{о,уд}$ – удельное активное сопротивление ВЛ, равное 0,020 Ом/км [17].
 ЭДС генератора определится по формуле (4.20):

$$E_{г} = 1,13 \cdot U_{ном} = 1,13 \cdot 15,75 = 17,80 \text{ кВ}. \quad (4.20)$$

Сопротивления системы определяются по формулах (4.21) и (4.22):

$$x_{с} = \frac{U_{ном}^2}{S_{кз}} = \frac{500^2}{500} = 500 \text{ Ом}; \quad (4.21)$$

$$r_{с} = \frac{x_{с}}{0,035 \cdot 314} = \frac{500}{0,035 \cdot 314} = 45,50 \text{ Ом}. \quad (4.22)$$

4.5.2 Расчет токов КЗ с помощью программного обеспечения RastrWin

Представлены рисунки с внесенными в ПК RastrWin исходными данными для расчета трехфазного и однофазного КЗ на шинах распределительного устройства и трехфазного КЗ на главных выводах генератора (рисунки 4.2–4.4).

	O	S	s0	Т...	Номер	Название	№ АРМ	U_ном
1	<input type="checkbox"/>			γ	1	Г1		16
2	<input type="checkbox"/>			γ	2	Г2		16
3	<input type="checkbox"/>			γ	3	Г3		16
4	<input type="checkbox"/>			γ	4	ТР 1		16
5	<input type="checkbox"/>			γ	5	ТР 2		16
6	<input type="checkbox"/>			γ	6	ТР 3		16
7	<input type="checkbox"/>			γ	7	КРУЭ 500		500
8	<input type="checkbox"/>			γ	8	СИСТЕМА		500
	<input type="checkbox"/>							

Рисунок 4.2 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	БД_...	N_анц	Кт/г
1	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	1	4		Г1 - ТР 1							
2	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	2	5		Г2 - ТР 2							
3	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	3	6		Г3 - ТР 3							
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	4	7		ТР 1 - КРУЭ 220	1,36	89,58					0,032
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	5	7	1	ТР 2 - КРУЭ 220	1,36	89,58					0,032
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	6	7	2	ТР 3 - КРУЭ 220	1,36	89,58					0,032
7	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	7	8	3	КРУЭ 220 - СИСТЕМА	5,20	79,04					
8	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	7	8	4	КРУЭ 220 - СИСТЕМА	5,20	79,04					
9	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	7	8	1	КРУЭ 220 - СИСТЕМА	5,20	79,04					

Рисунок 4.3 – Исходные данные по ветвям

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1			1	Г1	1	0,021	0,189	0,021	0,189	0,021	0,189	17,798
2			2	Г2	2	0,021	0,189	0,021	0,189	0,021	0,189	17,798
3			3	Г3	3	0,021	0,189	0,021	0,189	0,021	0,189	17,798
4			4	СИСТЕМА	8	45,496	500,000	45,496	500,000	45,496	500,000	525,000

Рисунок 4.4 – Исходные данные по генераторам

Результаты расчетов тока КЗ сведены в таблицу 4.3

Таблица 4.3 – Результаты расчетов

Тип КЗ	Номер узла КЗ	$I_{п0}$, кА	i_y , кА
1ф	9	17,19	26,74
3ф	9	11,47	17,84
3ф	1	54,12	84,19

$I_{п0}^{(1)}(K1) > I_{п0}^{(3)}(K1)$, неравенство выполняется, следовательно, величина тока однофазного КЗ в точке К1 является расчетной для проверки выключателей на отключающую способность.

4.6 Выбор и проверка оборудования

При выборе электрических аппаратов необходимо обеспечить выполнение ряда требований, вытекающих из условий работы. Один из важнейших вопросов - обеспечение термической стойкости аппаратов и проводников. Проверка на термическую стойкость состоит в том, чтобы убедиться, что ни в одном из этих режимов температура проводника не превысит допустимой.

4.6.1 Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режима

Расчетный ток присоединения генераторов 15,75 кВ (формула 4.23):

$$I_{\text{Г раб.мах}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\text{Г ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Г ном}}} = 1,05 \cdot \frac{393}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 15,13 \text{ кА}, \quad (4.23)$$

где $S_{\text{Г ном}}$ – номинальная полная мощность генератора; $U_{\text{Г ном}}$ – номинальное напряжение генератора.

Расчетный ток присоединений силовых трансформаторов определяется по формуле (4.24):

$$I_{\text{раб.мах т}} = \frac{S_{\text{Т ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Т ВН}}} = 1,05 \cdot \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 525} = 0,462 \text{ кА}, \quad (4.24)$$

где $U_{\text{Т ВН}}$ – напряжение на обмотке высшего напряжения силового трансформатора (таблица 4.2).

Расчетный ток утяжеленного режима определяется при отключении одной линии по формуле (4.25):

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1)\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1171}{(3 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 525} = 0,640 \text{ кА}, \quad (4.25)$$

где S_{Σ} – суммарная мощность станции, выдаваемая в систему.

4.6.2 Выбор электрооборудования для КРУЭ (ячейки)

Для выбора электротехнического оборудования производится проверка на термическую стойкость. Расчетное значение сравнивается с параметром, данным в каталоге. В таблице 7-11 представлены приборы для установки в цепях высшего напряжения.

T155 марки АО ВО «Электроаппарат» – вакуумный выключатель с пружинным приводом, компании «Контакт». Параметры выключателя представлены в таблице 4.4:

Таблица 4.4 – Параметры выключателя

Расчётные данные
$U_{\text{сети ном}} = 330 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб мах}} = 416 \text{ А}$
$I_{\text{н0}} = 17,19 \text{ кА}$
$i_{\text{у}} = 26,74 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{н0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) = 17,19^2 \cdot (0,03 + 0,01) = 11,82 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

КРУЭ серии T155 с током включает в себя основное оборудование подстанции: выключатели, разъединители с заземлителем, трансформаторы тока и напряжения, ОПН. КРУЭ является качественным распределительным устройством с множеством характеристик, включая компактность, безопасность, высокую надежность, удобство эксплуатации и стойкость к

воздействию внешней среды(таблица 4.5). Приборы, устанавливаемые в цепи высшего напряжения 500 кВ на отходящих линиях приведены в таблице 4.6.

Таблица 4.5 – Сводная таблица по выбору ячейки КРУЭ-500 кВ.

Тип КРУЭ	T155
Класс напряжения, кВ	330-500
Номинальное напряжение по МЭК, кВ	420-500
Наибольшее рабочее напряжение	420-500
Номинальная частота, Гц	50
Промышленной частоты	710
Грозового импульса	1425-1550
Коммутационного импульса	950-1250
Номинальный ток, А	4000-6300
Ток динамической стойкости, кА	164
Ток термической стойкости, кА	40-63
Выключатель	
Номинальный ток отключения, кА	40-63
Номинальный ток включения, кА	79-104
Тип привода выключателя	Пружинный
Управление	Трехфазное/пофазное
Полное время отключения, с	50
Время отключения, с	80
Изолирующая дугогасящая среда	Элегаз
Оболочка	Пофазная
Тип привода выключателя	пружинный

Таблица 4.6 – Приборы, устанавливаемые в цепи высшего напряжения 500 кВ на отходящих линиях

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

Согласно ПУЭ [12], трансформаторы защищаются ограничителями перенапряжений. Выбран ОПН-П-500/220/10/500 фирмы ЗАО «Полимер-аппарат».

4.6.3 Выбор генераторного выключателя

Для установки на генераторном напряжении принимаются элегазовые генераторные аппаратные комплексы КАГ–20 производства российской машиностроительной компании «Электроаппарат» (г. Санкт-Петербург), которые состоят из элегазового выключателя типа ВГГ-20/12500, разъединителей, заземлителей, трансформаторов тока и напряжения. Для защиты комплекса от перенапряжений предусмотрена установка ОПН.

Параметры выбранного выключателя генераторного напряжения представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Параметры выключателя генераторного напряжения

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГГ-20-90/20000 УЗ	Разъединитель РВПЗ-20/20000 УЗ
$U_{\text{сети ном}} = 15,75 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{Г.раб}} = 15,13 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 20000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 20000 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} = 54,12 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} = 90 \text{ кА}$	$I_{\text{эл.ст}} = 410 \text{ кА}$
$i_y = 84,19 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 130 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 160 \text{ кА}$
	$I_{\text{ном.откл}} = 50 \text{ кА}$	$t_{\text{откл}} = 3 \text{ с.}$
$B_{\text{к.р}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $54,12^2 \cdot (0,03 + 0,01)$ $= 117,16 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$ $= 90^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$ $= 160^2 \cdot 3 = 76800 \text{ кА} \cdot \text{с}$

Выбран трансформатор тока ТШЛ-20. Производитель ООО "Промышленный союз". Параметры трансформатора тока в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Параметры трансформатора тока

Условие выбора	Расчётная величина	Данные ТШЛ-20 по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 15,75 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.мах}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб.мах}} = 0,64 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 18000 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения НОЛ-СЭЩ 20. Производитель ОАО "АльянсЭнерго" [27]. Параметры трансформатора напряжения представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Параметры трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные НОЛ-СЭЩ 20 по каталогу
$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$	15,75 кВ	20 кВ

В цепи 15,75 кВ устанавливаем ОПН – 20 / 450 УХЛ1 фирмы ЗАО «Полимер-аппарат» [28].

5 Релейная защита и автоматика

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

5.1 Перечень защит основного оборудования

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

На главном генераторе СВ-900/260-32:

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

На силовом трансформаторе блока ТДЦ 400000/500:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 500 кВ;
- Резервная максимальная токовая защита;
- Защита от замыканий на землю на стороне 15,75 кВ трансформатора блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока;
- Защита от потери охлаждения;
- Защита от перегрева масла;
- Защита от перегрева обмотки.

На трансформаторе СН ГЭС:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;

- Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению;

- Защита от перегрузки;

- Реле тока охлаждения;

На линиях электропередачи 500 кВ:

- Основные защиты:

- дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.

- Резервные защиты:

- 5-ти ступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;

- токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;

- 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);

- для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 500 кВ предусматривается УРОВ 500 кВ.

5.2 Параметры защищаемого оборудования

Параметры оборудования представлены в таблицах 5.1 – 5.3.

Таблица 5.1 – Параметры гидрогенератора

Тип		СВ 900/260-32 УХЛ4
мощность номинальная	полная, МВА	393
	активная, МВт	335
номинальное напряжение, кВ		15,75
коэффициент мощности $\cos \varphi$		0,85
частота, Гц		50
частота вращения, об/мин		93,8
номинальный ток статора, кА		14,406
ток ротора при номинальной нагрузке, А		1950
напряжение на кольцах ротора при номинальной нагрузке, В		340
индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)	синхронное X_d	1,07
	переходное $X'd$	0,35
	сверхпереходное $X''d$	0,3
индуктивное сопротивление обратной последовательности X_2		0,035
емкость обмотки статора, мкФ		1,35
соединение фаз обмотки статора		Звезда
количество выводов генератора	главных	3
	нейтральных	3
режим работы нейтрали		Изолированная нейтраль

Таблица 5.2 – Параметры силового трансформатора

Тип	ТДЦ 400000/500/15,75
мощность номинальная, МВА	400
номинальное напряжение, кВ	ВН: 525; НН: 15,75.
напряжение короткого замыкания, %	13,0
группа соединений	$\Delta/Y - 11$

Таблица 5.3 – Параметры трансформатора собственных нужд

Тип	ТСЗ-4000/35 УЗ
мощность номинальная, кВА	4000
номинальное напряжение, кВ	ВН: 15,75; НН: 6,3.
напряжение короткого замыкания, %	7,5
группа соединений	$\Delta/Y - 11$

5.3 Расчет номинальных параметров

Номинальный ток генератора:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{U_{\text{ВН}} \cdot \sqrt{3}} = \frac{393000}{15,75 \cdot \sqrt{3}} = 14406 \text{ А.} \quad (5.1)$$

Номинальный вторичный ток генератора:

$$I_{\text{НОМ Г}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НОМ}} \cdot K_{\text{СК}}}{n_{\text{ТТ}}} = \frac{14406 \cdot 1}{15000/5} = 4,802 \text{ А.} \quad (5.2)$$

Номинальный первичный ток на стороне высшего напряжения:

$$I_{\text{ВН}}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМ Т}}}{U_{\text{НН}} \cdot \sqrt{3}} = \frac{400000}{525 \cdot \sqrt{3}} = 440 \text{ А.} \quad (5.3)$$

Номинальный вторичный ток на стороне ВН:

$$I_{\text{НОМ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НОМ}}}{n_{\text{ТТ ВН}}} = \frac{440}{500/5} = 4,4 \text{ А.} \quad (5.4)$$

Выбор трансформатора возбуждения:

$$I_{\text{НН ТЕ}} = \frac{I_{\text{НОМ РОТ}}}{1,2255} = \frac{1950}{1,2255} = 1591 \text{ А.} \quad (5.5)$$

Мощность трансформатора возбуждения:

$$S_{TE} = \sqrt{3} \cdot U_{HH TE} \cdot I_{HH TE} = \sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 1591 = 1102 \text{ А.} \quad (5.6)$$

Принимает трансформатор ТСЗ-1600/15.

Первичный ток трансформатора возбуждения на стороне 15,75 кВ:

$$I_{BH TE} = \frac{S_{НОМ TE}}{U_{НОМ} \cdot \sqrt{3}} = \frac{1600}{15,75 \cdot \sqrt{3}} = 58,65 \text{ А.} \quad (5.7)$$

5.4 Описание защит и расчет их уставок

5.4.1 Продольная дифференциальная защита генератора (ПДГ)

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ($I_{CP} < 0,2 \cdot I_N$) защитой от междуфазных коротких замыканий в обмотке генератора и на его выводах.

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

Номинальный ток генератора: $I_{НОМ} = 14406 \text{ А.}$

1) Начальный ток срабатывания определяет чувствительность защиты при малых тормозных токах. Величина $I_{CP.0}$ выбирается с учётом возможности отстройки защиты от тока небаланса номинального режима:

$$\begin{aligned} I_{НБ(Н)} &= K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_N = \\ &= 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_N = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 14406 = 720 \text{ А,} \end{aligned} \quad (5.8)$$

где $K_{ОДН} = 0,5$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока; $f_i = 0,1$ - относительная погрешность трансформаторов тока.

Уставка выбирается из условия:

$$I_{CP.0} \geq K_N \cdot I_{НБ(Н)} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_N = 0,1 \cdot I_N, \quad (5.9)$$

где $K_N = 2$ - коэффициент надежности.

Принимаем уставку: $I_{CP.0} = 0,15 \cdot I_N = 0,15 \cdot 14406 = 2161 \text{ А}$

2) Коэффициент торможения K_T определяет чувствительность защиты к повреждениям при протекании тока нагрузки. Величина K_T выбирается с учетом отстройки защиты от токов небаланса, вызванных погрешностями трансформаторов тока при сквозных коротких замыканиях.

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{НБ(КЗ)} = K_{АП} \cdot f_i \cdot K_{ОДН} \cdot I_{МАКС}, \quad (5.10)$$

где $K_{АП} = 2$ – коэффициент аperiodической составляющей; $f_i = 0,1$ – относительная погрешность трансформаторов тока; $K_{ОДН} = 0,5$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока (0,5-для однотипных ТТ, 1,0 для разных ТТ); $I_{МАКС}$ – максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трехфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения.

$$I_{МАКС} = \frac{E''_{Г}}{x''_{d}} \cdot I_{Н} = \frac{1,13}{0,3} \cdot 14406 = 54263 \text{ А.} \quad (5.11)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса равен по (5.10):

$$I_{НБ(КЗ)} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 54263 = 5426 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{НБ(КЗ)} \cdot K_{Н}}{I_T} = \frac{5426 \cdot 2}{54263}, \quad (5.12)$$

где $K_{Н} = 2$ – коэффициент надежности; I_T – ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора.

Принимаем уставку $K_T = 0,3$.

3) Уставка начального торможения (увеличивает зону работы защиты без торможения):

$$I_{НТ} = \frac{I_{*СР}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.13)$$

4) Тормозной ток B определяет точку излома характеристики срабатывания. При выборе B должно выполняться условие:

$$B \geq \frac{I_{*СР}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.14)$$

Принимаем типовое значение уставки $B = 1,5$ (при этом условие выполняется).

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

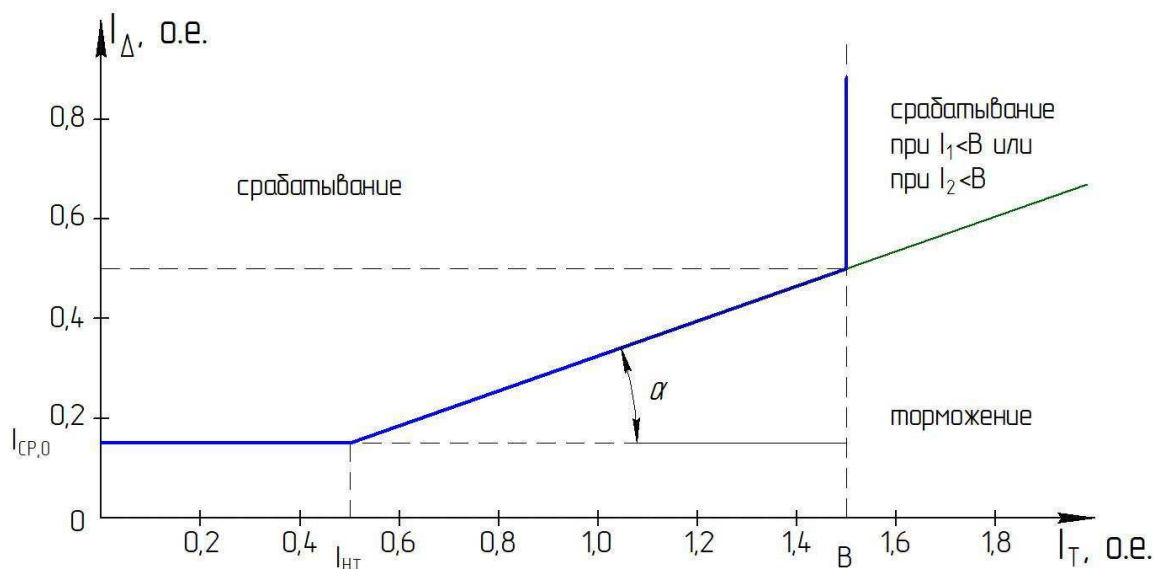


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

5.4.2 Поперечная дифференциальная защита (I_{Δ})

Поперечная дифференциальная защита предусмотрена для защиты от замыканий между витками одной фазы обмотки статора генератора (при трёхслойной обмотке генератора).

Ток срабатывания защиты отстраивается от тока небаланса при нормальной работе и при внешних коротких замыканиях, и в соответствии с Руководящими Указаниями по релейной защите может быть принят:

$$I_{CP} = 0,2 \cdot I_{ном.г.} = 0,2 \cdot 14406 = 2881 \text{ А.} \quad (5.15)$$

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

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

1) Первый орган (U_0) реагирует на основную составляющую напряжения нулевой последовательности U_0 и защищает 85-90% витков обмотки статора со стороны главных выводов. Данный орган измеряет напряжение $3U_0$ со стороны линейных выводов при помощи соединения трансформаторов по схеме «разомкнутый треугольник».

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

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

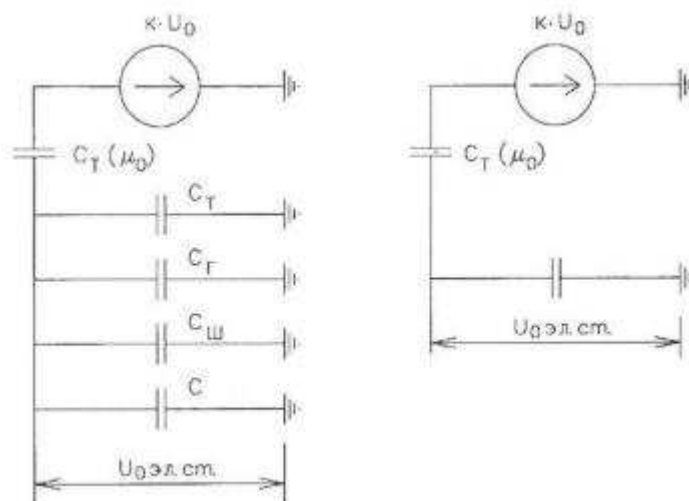


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_G + C_{Ш} + C_{ВГ} = 0,0073 + 1,35 + 0,009 + 0,56 \quad (5.16)$$

$$= 1,93 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$$

где C_G – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;
 C_T – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;
 $C_{Ш}$ – емкость шинпровода по отношению к земле;
 C – емкость генераторного выключателя со стороны трансформатора;
 C – емкость генераторного выключателя со стороны генератора.

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

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

$C_T(\mu_0)$ – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора, $C_T(\mu_0) = 0,009 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$;

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{525}{\sqrt{3}} = 101,04 \text{ кВ}, \quad (5.18)$$

Суммарный емкостной ток сети 15,75 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_L \cdot \omega \cdot C_\Sigma = \quad (5.19)$$

$$= 1,73 \cdot 15,75 \cdot 314 \cdot 1,93 \cdot 10^{-6} = 16,51 \text{ А}$$

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканиях на стороне 500 кВ (по формуле 5.16):

$$U_{0 \text{ Эл.ст.}} = 0,5 \cdot 101040 \cdot \frac{0,015}{0,015 + 1,93} = 390 \text{ В.}$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ Эл.ст.}} = \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 390}{\frac{15,75}{\sqrt{3}} \cdot \frac{0,1}{3}}, \quad (5.20)$$

$$U_{\text{СР}} \geq 6,77,$$

где $K_H = 1,5$ – коэффициент надежности; $n_{\text{ТН}}$ – коэффициент трансформации ТН; $K_B = 0,95$ – коэффициент возврата.

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

Принимаем следующие уставки: U_{01G} с уставкой 5 В действует с выдержкой времени 9,0 с действует на сигнал; U_{0G} с уставкой равной 15 В и выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей ГГ и ВГ и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

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

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

$$X = \frac{1}{K_T + 2} = \frac{1}{1,2 + 2} = 31,25\%. \quad (5.21)$$

При $K_T = 1,1$ орган U_{03} работает селективно и защищает 32,3 % обмотки статора со стороны нейтрали.

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

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

1) Уставка защиты $U2>$ выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 15750}{15750/100} = 140 \text{ В}. \quad (5.22)$$

2) В дополнение к вышеуказанной защите на генераторе предусмотрен второй орган $U1>$ с уставкой $1,2 \cdot U_H$, предназначенный для работы в режиме холостого хода или при сбросе нагрузки.

$U1>$ вводится в работу в режиме холостого хода генератора.

Уставка $U1>$ рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 15750}{15750/100} = 120 \text{ В}. \quad (5.23)$$

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора и на стороне 500 кВ принимается минимальной и равной $0,09 \cdot I_H$.

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

5.4.5 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ($I2$)

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

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

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (5.24)$$

где I_2 – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора; I_H – номинальный ток генератора в первичной цепи.

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (5.25)$$

где $A = 20$ – параметр, заданный заводом-изготовителем.

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

Принимаем уставку сигнального органа: $I_{*2\text{СИГН}} = 0,07$;

$$I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot I_H = 0,07 \cdot 14406 = 1009 \text{ А } (0,07 \cdot I_H). \quad (5.26)$$

2) Пусковой орган ($I_{2\text{ПУСК}}$) срабатывает без выдержки времени при увеличении значения I_2 выше уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа. Ток срабатывания пускового органа выбирается по условию обеспечения надежного пуска интегрального органа при $t_{\text{МАКС}} = 500$ с.

При этом:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{16}{500}} = 0,18. \quad (5.27)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15, \quad (5.28)$$

где $K_H = 1,2$ – коэффициент надежности.

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_H = 1108 \text{ А } (0,15 \cdot I_H). \quad (5.29)$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока, равного $I_{*2\text{ПУСК}} = 0,15$:

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{2\text{ПУСК}}^2} = \frac{16}{0,15^2} \approx 711 \text{ с} \quad (5.30)$$

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

$$t_{\text{CP}} = \frac{16}{(I_{*2})^2}, \quad (5.31)$$

$$A_{\text{ИО}} = 16 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{CP}}. \quad (5.32)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.4.

Таблица 5.4 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности I_2/I_n	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность (с)	20	55	80	125	220	500

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

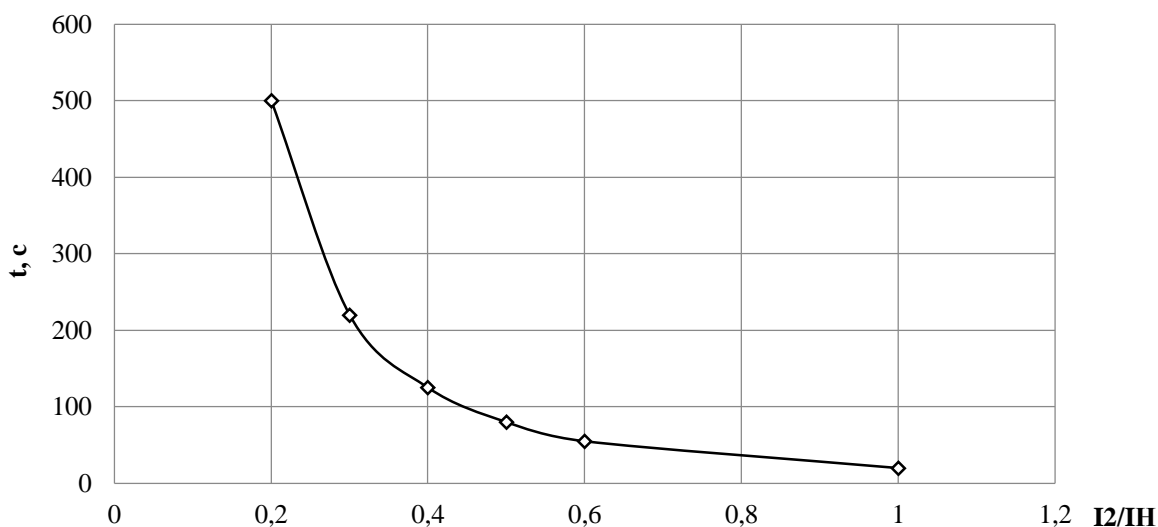


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем: $t_{\text{мин.}} = 16 \text{ с}$, $t_{\text{макс.}} = 500 \text{ с}$.

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

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

1. Из условия предотвращения перегрева ротора при протекании тока обратной последовательности;
2. Из условия обеспечения чувствительности при двухфазном коротком замыкании на шинах ВН блока и на отходящих ВЛ.
3. Из условия согласования по чувствительности и времени действия с защитами ВЛ.

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

По второму условию:

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

$$I_{2C.3}^* \leq \frac{I_{МИН}^2}{K_{\text{Ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (x_{d*}'' + x_{л*} + x_{Т*})} = \quad (5.33)$$

$$= \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (333,33 + 0,113 + 0,128)} = 0,00115 \text{ о. е.}$$

$$x_{d*}'' = x_d'' \left(\frac{U_{ВН}}{U_{НН}} \right)^2 = 0,3 \left(\frac{525}{15,75} \right)^2 = 333,33 \text{ Ом.} \quad (5.34)$$

$$x_{л*} = x_{0 \text{ уд}} \cdot l \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{U_{\text{НОМ}}^2} = 0,304 \cdot 260 \cdot \frac{393}{525^2} = 0,113 \text{ Ом.} \quad (5.35)$$

$$x_{Т*} = \frac{U_{\text{К}\%}}{100} \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{13}{100} \cdot \frac{393}{400} = 0,128 \text{ Ом.} \quad (5.36)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения

$$I_{2C.3}^* = I_{2C.3}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = 0,00115 \cdot 2 \cdot \frac{525}{15,75} = 0,077 \text{ о. е.} \quad (5.37)$$

б) по условию обеспечения чувствительности к повреждениям в конце линий 500 кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов:

При двухфазном КЗ в конце линии:

$$I_{2с.з.}^* \leq \frac{I_{\text{МИН}}^2}{K_{\text{Ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (x_{d*}'' + x_{T*})} = \quad (5.38)$$

$$= \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (333,33 + 0,128)} = 0,00115 \text{ о. е.}$$

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

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 500 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.4.6 Защита от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{СИГН}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.39)$$

где $K_{\text{Н}} = 1,05$ – коэффициент надежности; $K_{\text{В}} = 0,98$ – коэффициент возврата. Выдержка времени $t = 9$ с.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{1\text{ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{Н}}. \quad (5.40)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.5:

Таблица 5.5 - Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

Кратность перегрузки I/I_N	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки (с)	3600	900	360	300	240	120	60	1

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

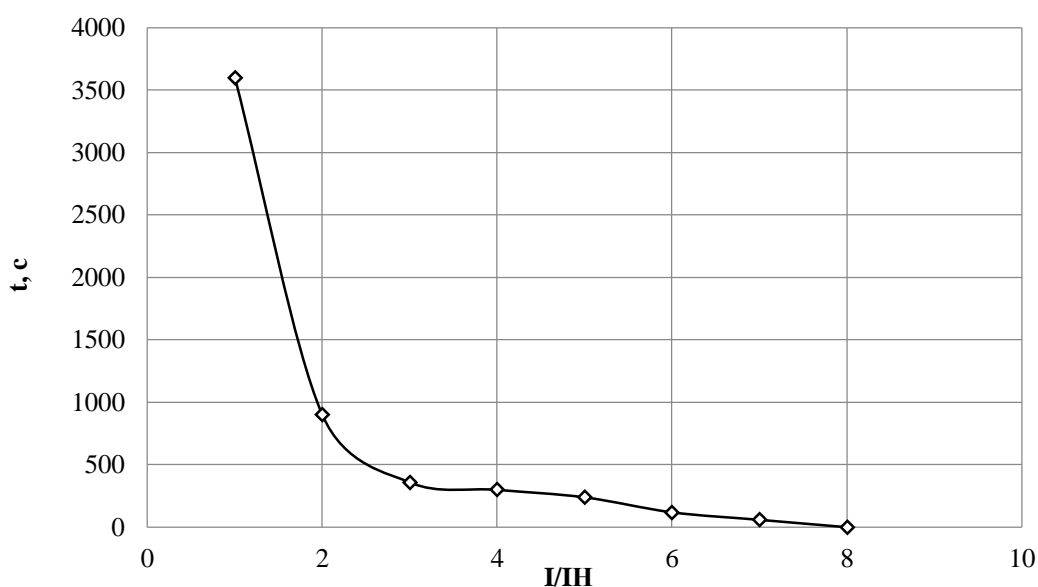


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{10TC} = \frac{1,4 \cdot I_{НОМ}}{0,98} = 1,429 \cdot I_{НОМ}, \quad (5.41)$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению.

Напряжение срабатывания принято равным:

$$U_{\text{ср}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{НОМ}}}{K_{\text{В}} \cdot n_{\text{T}}} = \frac{0,68 \cdot 15750}{1,03 \cdot \frac{15750}{100}} = 66 \text{ В.} \quad (5.42)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 500 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.4.7 Дистанционная защита генератора ($Z_1 <$), ($Z_2 <$)

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

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

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

Согласование производится для условий работы на шинах 500 кВ ГЭС одного блока. Z_1 , приведенное к напряжению 500 кВ, может быть принято:

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 500 кВ:

$$\begin{aligned} Z_1 &\leq 0,8 \cdot Z_{\text{T}} + \frac{0,8}{K_{\text{T}}} \cdot Z'_{1\text{Л}} = & (5.43) \\ &= 0,8 \cdot 89,58 + \frac{0,8}{5} \cdot 79,21 = 84 \text{ Ом,} \end{aligned}$$

где K_{T} – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны; Z_{T} – сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 500 кВ;

$$Z_{\text{T}} = \frac{0,13 \cdot 525^2}{400} = 89,58 \text{ Ом.}$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,13 \cdot \frac{393}{400} + \frac{0,8}{5} \cdot \frac{393}{525^2} \cdot 79,21 = 0,12, \quad (5.44)$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,12 \cdot 0,63 = 0,076 \text{ Ом.} \quad (5.45)$$

$$Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{\text{НГ}}} = \frac{15,75^2}{393} = 0,63 \text{ Ом.} \quad (5.46)$$

Уставка будет равна:

$$Z_{1\text{сз}} = Z_1 \cdot \frac{n_{\text{T}}}{n_{\text{H}}} = 0,076 \cdot \frac{15000}{\frac{5}{15750}} = 1,44 \text{ Ом.} \quad (5.47)$$

Принимаем уставку $Z_1 = 1,45 \text{ Ом.}$

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

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{15,75 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 14406} = 0,63 \text{ Ом,} \quad (5.48)$$

где $I_{\text{НАГР}}$ – номинальный ток статора, А.

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

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.Х.}}} - 0,95}{x_d} = 2,28, \quad (5.49)$$

где $I_{\text{В.Х.Х.}}$ – ток ротора холостого хода, А; x_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,28} = 0,42 \text{ о. е..} \quad (5.50)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2,28} = 0,39. \quad (5.51)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = 66^\circ$.
 Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}}{K_H} = \frac{0,42}{1,1} = 0,38 \text{ о. е.}, \quad (5.52)$$

$$Z_{C3II} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_B = 0,38 \cdot \frac{15,75^2}{393} = 0,24 \text{ Ом} \quad (5.53)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{C3II} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,24 \cdot 15000/5}{15750/100} = 4,57 \text{ Ом.} \quad (5.54)$$

Принимаем уставку $Z_{II} = 4,6 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{CM1} = 0,22 \text{ Ом}$, $Z_{CM2} = 0,69 \text{ Ом}$.

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

Вторая ступень действует с выдержкой времени 8,5 с – на отключение блочных выключателей 500 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение генератора и гашение полей ГГ и ВГ.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

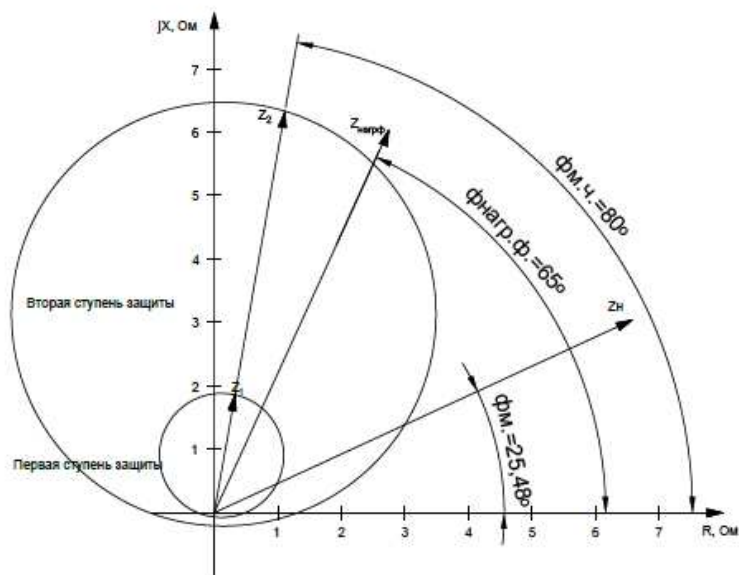


Рисунок 5.5 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.4.8 Защита от перегрузки обмотки ротора

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок обмоток ротора. Защита состоит из трех органов:

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

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

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

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

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме, и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей (таблица 5.6).

Таблица 5.6 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки I/I_H	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки (с)	длительно	210	150	120	90	72	60	20

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

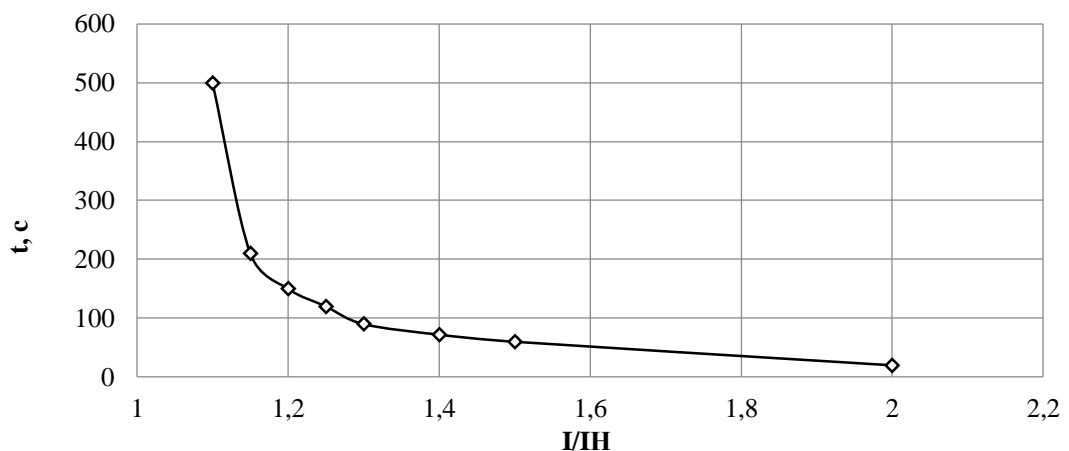


Рисунок 5.6 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{2,35 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,19 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} \quad (5.57)$$

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

5.5 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

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

ЭКРА 300 имеет широкий спектр функциональных возможностей для защиты синхронных генераторов от повреждений в зоне действия защиты, а также для защиты от аварийных условий во внешних системах.

5.6 Таблица уставок и матрица отключений защит

Уставки защит представлены в таблице 5.7

Таблица 5.7 – Уставки защит

Защиты			Уставки		
Наименование	Обозначение		Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Диф. защита поперечная	$I_{\Delta >}$		Ток срабатывания, $I_{\text{СР}}$	$0,2 \cdot I_{\text{Н}}$	0,96 А
Диф. Защита продольная	$I_{\Delta G}$		Ток срабатывания, $I_{\text{СР.0}}$	$0,15 \cdot I_{\text{Н}}$	0,72 А
			Коэффициент торможения, K_{T}	0,3	-
			Уставка начального торможения, $I_{\text{НТ}}$	$0,5 \cdot I_{\text{Н}}$	2,40 А
			Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_{\text{Н}}$	7,20 А
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	-	5 В
		t_3	U_{0G}	-	15 В
	U_{03}		Коэффициент торможения, K_{T}	1,2	-
ЗПН	$U >$	2 ступень	$U_{\text{СР2}}$	$1,4 \cdot U_{\text{Н}}$	140 В
		1 ступень	$U_{\text{СР1}}$	$1,2 \cdot U_{\text{Н}}$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2\text{СИГН}}$	$0,07 \cdot I_{\text{Н}}$	0,34 А
		ПО	$I_{2\text{ПУСК}}$	$0,17 \cdot I_{\text{Н}}$	0,82 А
		ОТС I	$I_{2\text{С.З.}}$	$0,2 \cdot I_{\text{Н}}$	0,96 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{\text{СИГН}}$	$1,07 \cdot I_{\text{Н}}$	5,14 А
		ПО	$I_{1\text{ПУСК}}$	$1,1 \cdot I_{\text{Н}}$	5,28 А
		ОТС	$I_{1\text{ОТС}}$	$1,429 \cdot I_{\text{НОМ}}$	6,86 А

Окончание таблицы 5.7

ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,076	1,45 Ом
		2 ступень	Z_{II}	0,24	4,6 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_{P \text{ СИГН.}}$	$1,07 \cdot I_{НОМ.Р}$	2,16 А
		ПО	$I_{P \text{ ПУСК.}}$	$1,1 \cdot I_{НОМ.Р}$	2,22 А
		Отсечка	$I_{P \text{ ПУСК.}}$	$2,14 \cdot I_{НОМ.Р}$	4,32 А

Матрица отключений представлена в таблице 5.8.

Таблица 5.8 – Матрица отключений

Действие/Защиты		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-500 и В-ТСН	Разгрузка по мощности	Предупредительный сигнал	
Наименование	Обозначение								
Диф.защита поперечная	$I\Delta >$	+	+	+	+	-	-	-	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	+	+	+	+	-	-	-	
ЗЗГ	U_0	t_1	-	-	-	-	-	+	
		t_3	+	+	+	-	-	-	
	U_0	t	+	+	+	-	-	-	
ЗПН	$U >$	1 ступень t_1	+	+	-	-	-	-	
		2 ступень t_2	+	+	-	-	-	-	
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	-	-	-	-	-	+	
		ИО	+	+	-	-	-	-	
		ОТС I	t_1	-	-	-	-	+	-
			t_2	+	+	-	-	-	-
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	-	-	-	-	-	+	
		ИО	+	+	-	-	-	-	
		ОТС	t_1	-	-	-	-	+	-
			t_2	+	+	-	-	-	-
ДЗ	$Z <$	1 ступень	t_1	-	-	-	-	+	-
			t_2	+	+	+	-	-	-
		2 ступень	t_1	-	-	-	-	+	-
			t_2	+	+	-	-	-	-
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	-	-	-	-	-	+	
		ИО	+	+	-	-	-	-	
		Отсечка	+	+	-	-	-	-	

6 Состав и компоновка сооружений

6.1 Исходные данные

Задачей данного раздела дипломного проекта является проектирование бетонной гравитационной водосбросной плотины на скальном основании.

При проектировании в курсовом проекте плотины должны выполняться следующие требования:

- 1) Обеспечение устойчивости на сдвиг при сохранении прочности основания;
- 2) Получение наименьшего значения фильтрационного противодействия при обеспечении фильтрационной прочности основания;
- 3) Гашение избыточной энергии сбрасываемого водного потока;
- 4) Обеспечение прочности.

Для проектирования гидротехнических сооружений имеются следующие исходные данные:

- 1) План реки в створе плотины;
- 2) Геологический разрез по створу плотины (приложение Г);
- 3) Физико-механические характеристики грунта основания;
- 4) Зависимость между уровнями и расходами воды в бытовых условиях;
- 5) Характерные бытовые расходы воды:
 - а) максимальный основной расход – 14775 м³/с;
 - б) максимальный поверочный расход – 16529 м³/с;
- 6) Отметки:
 - а) нормального подпорного уровня (НПУ) – 110 м;
 - б) форсированного уровня воды (ФПУ) – 111 м;
 - в) отметка дна – 10 м;
- 7) Назначение гидроузла: энергетический;
- 8) Расход через 1 ГА ($Q_{1ГА}$): 418 м³/с;
- 9) Количество ГА – 3 шт.

6.2 Состав и компоновка сооружений гидроузла

В состав сооружения входят:

- водосбросная бетонная плотина гравитационного типа;
- стационарная часть плотины;
- левобережная и правобережная бетонные плотины;
- приплотинное здание ГЭС.

6.3 Проектирование сооружений напорного фронта

Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их высоты ($H=100$ м) и типа грунтов оснований (скальное основание – доломит) [31], присвоен: I.

Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их социально-экономической ответственности и условий эксплуатации [31]. По установленной мощности ($N=1045$ МВт), присвоен: I.

Класс гидротехнических сооружений в зависимости от последствий возможных гидродинамических аварий (число людей, условия жизнедеятельности которых могут быть нарушены при аварии гидротехнических сооружений, 9213 человек (город Олёкминск), что в пределах от 2000 до 20000), присвоен: II.

В конечном счете, присваивается наивысший класс всему сооружению, в данном случае это I класс.

6.3.1 Определение отметки гребня плотины

За отметку гребня плотины принимается отметка, вычисленная по формуле:

$$\nabla_{\text{ГП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_{1\%} + a, \quad (6.1)$$

где $h_{1\%}$ - высота волны расчётной обеспеченностью 1%; Δh_{set} - высота ветрового нагона; a - величина запаса, зависит от класса сооружения, и составляет не менее: для I класса – 0,8 м.

Условная расчетная глубина при НПУ:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}}{2} = \frac{110 - 10}{2} = 50,0 \text{ м.} \quad (6.2)$$

Определим высоту волны 1% обеспеченности.

Вычислим безразмерные комплексы:

$$\frac{g \cdot t}{V} = \frac{9,81 \cdot 6 \cdot 3600}{18} = 11772, \quad (6.3)$$

$$\frac{g \cdot L}{V^2} = \frac{9,81 \cdot 18000}{19^2} = 545, \quad (6.4)$$

где t – период развития волн на водохранилище, $t = 6$ ч.

Далее по графику [32] по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны с глубиной $d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d$) и значениям $\frac{g \cdot t}{V}$ и $\frac{g \cdot L}{V^2}$ определяются параметры $\frac{g \cdot \bar{h}}{V^2}$ и $\frac{g \cdot \bar{T}}{V}$.

Используя меньшие полученные значения, вычислим средний период волны \bar{T} и среднюю высоту волны \bar{h} .

- Определяемые значения:

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V^2} = 0,037,$$

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V^2} = 0,081,$$

$$\frac{g \cdot \bar{T}}{V} = 2,5,$$

$$\frac{g \cdot \bar{T}}{V} = 4,0.$$

Из полученных значений выбираем минимальные.
Отсюда:

$$\bar{h} = \frac{0,037 \cdot V^2}{g} = \frac{0,037 \cdot 18^2}{9,81} = 1,22 \text{ м.} \quad (6.5)$$

$$\bar{T} = \frac{2,5 \cdot V}{g} = \frac{2,5 \cdot 18}{9,81} = 4,59 \text{ с.} \quad (6.6)$$

Вычислим среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{\bar{T}^2 \cdot g}{2 \cdot \pi} = \frac{9,81 \cdot 4,59^2}{2 \cdot 3,14} = 32,87 \text{ м} \quad (6.7)$$

Проверяем условие:

$$d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d,$$

$50 > 16,44$ т.е. условие глубоководности выполняется.

Высота волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 1,22 \cdot 2,11 = 2,58 \text{ м,} \quad (6.8)$$

где K_i – коэффициент, определяемый по графику [32], $K_i = 2,11$.
Отметка гребня грунтовой плотины по формуле (6.1):

$$\nabla_{\text{ГБП}} = 110 + 2,58 + 0,8 = 113,4 \text{ м,}$$

Таким образом, за отметку гребня плотины принимаем $\nabla_{ГБП} = 113,4$ м.

6.3.2 Гидравлический расчёт бетонной водосливной плотины

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

6.3.2.1 Определение ширины водосливногo фронта

Для определения ширины водосливногo фронта необходимо определить расчётный максимальный расход. Для первого класса капитальности, таким расходом является расход 0,1% обеспеченности, для поверочного – 0,01% обеспеченности.

Расчётный расход, сбрасываемый через водосливную плотину при НПУ:

$$\begin{aligned}
 Q_{р.осн.} &= Q_{max.осн.} - Q_{ГЭС} - \frac{V_{пол}}{t_{ср}} - Q_{пр} = & (6.9) \\
 &= 14775 - (3 - 1) \cdot 418 - \frac{21 \cdot 10^9}{6 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} - 1260 = \\
 &= 11329 \text{ м}^3/\text{с}
 \end{aligned}$$

где Q_{max} – максимальный основной расход 0,1% обеспеченности, $V_{пол}$ – полезный объем водохранилища; $t_{ср}$ – время сработки (6 месяцев); $Q_{ГЭС}$ – допустимый расход через гидроагрегаты ГЭС. Количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов (n-1) при числе агрегатов до 6 включительно [3], $Q_{ГА}$ – расход через 1 агрегат, 418 м³/с.

Ширина водосливногo фронта:

$$B = \frac{Q_{р.осн.}}{q_{в}} = \frac{11329}{77,50} = 146,18 \text{ м}, \quad (6.10)$$

где $q_{в}$ – удельный расход на водосливе:

$$q_{в} = 1,25 \cdot 62,0 = 77,50 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.11)$$

где $q_{р}$ – удельный расход на рисберме.

Удельный расход на рисберме:

$$q_{р} = [\nu_h] \cdot h_{НБ} = 5,0 \cdot 12,4 = 62,0 \text{ м}, \quad (6.12)$$

где $h_{\text{НБ}}$ – глубина в НБ при максимальном основном расходе, определяется по графику $Q = f(H)$, $УНБ = 22,4$ м, $h_{\text{НБ}} = УНБ - \nabla_{\text{дна}} = 22,4 - 10 = 12,4$ м, $[v_h]$ – допустимая неразмывающая скорость на рисберме, равная 5,0 м/с.

Определим количество водосливных отверстий. Зададимся стандартной шириной пролета отверстия $b = 14$ м, тогда водосливных отверстий:

$$n' = \frac{B}{b} = \frac{146,18}{14} = 10,44 \approx 11. \quad (6.13)$$

Округлим до ближайшего целого и, согласно [33], при количестве затворов более шести следует учитывать вероятную невозможность открытия одного затвора, следовательно, расчетное количество пролетов необходимо увеличить на единицу =>

$$n = n' + 1 = 11 + 1 = 12. \quad (6.14)$$

Ширина водосливного фронта, которую будем в дальнейшем использовать равна:

$$B' = b \cdot n' = 14 \cdot 11 = 154 \text{ м}. \quad (6.15)$$

$$B = b \cdot n = 14 \cdot 12 = 168 \text{ м}. \quad (6.16)$$

Бык примем разрезным, толщина разрезного бычка определяется по формуле Березинского $\delta_{\text{Б}} = 0,16 \cdot b + (0,5 - 2)\text{м} = 0,25 \cdot 14 + 1,76 = 4$ м. Головная часть быка имеет обтекаемую форму для улучшенного обтекания.

Ширина водосливного фронта с учетом размеров быков в плане:

$$B'_{\text{Б}} = B' + (n' - 1) \cdot \delta_{\text{Б}} = 154 + (11 - 1) \cdot 4 = 194 \text{ м}; \quad (6.17)$$

$$B_{\text{Б}} = B + (n - 1) \cdot \delta_{\text{Б}} = 168 + (12 - 1) \cdot 4 = 212 \text{ м}. \quad (6.18)$$

6.3.2.2 Определение отметки гребня водослива

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

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{11329}{0,49 \cdot 154 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 10,47 \text{ м}, \quad (6.19)$$

где m - коэффициент расхода водослива безвакуумного профиля, принимаем в дипломном проекте очертание водосливной стенки Кригера-Офицерова типа А, $m = 0,49$ (рисунок 6.1.).

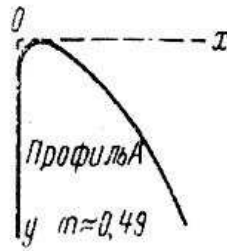


Рисунок 6.1 – Очертание водосливной стенки Кригера-Офицерова тип А

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

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \quad (6.20)$$

$$= \left(\frac{11329}{0,49 \cdot 1 \cdot 0,933 \cdot 1 \cdot 154 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 10,97 \text{ м,}$$

где ε – коэффициент бокового сжатия; σ_n – коэффициент подтопления.

Коэффициент сжатия определяется по формуле:

$$\varepsilon = 1 - \frac{0,2 \cdot H_{01} \cdot \xi}{b} = 1 - \frac{0,2 \cdot 10,47 \cdot 0,45}{14} = 0,933, \quad (6.21)$$

где ξ_0 – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане и от формы верховой грани быка [33], $\xi_0=0,45$.

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot v_0^2}{2g} = 10,97 - \frac{1,1 \cdot 0,584^2}{2 \cdot 9,81} = 10,95 \text{ м.} \quad (6.22)$$

где v_0 – скорость потока на подходе к плотине.

Скорость потока на подходе к плотине, определяемая по формуле:

$$v_0 = \frac{Q_p}{(\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}})(B + (n - 1)\delta_B)} = \quad (6.23)$$

$$= \frac{11329}{(110 - 10)(154 + (11 - 1) \cdot 4)} = 0,584 \text{ м/с,}$$

где δ_B – толщина быка, которая была принята ранее, α – коэффициент Кориолиса, в расчетах принимаем $\alpha = 1,1$.

Определим ближайшее стандартное значение напора, согласно [36]
 $H_{ст} = 12,0$ м.

Отметка гребня водослива:

$$\nabla_{ГВ} = \nabla_{НПУ} - H_{ст} = 110,0 - 12,0 = 98,0 \text{ м.} \quad (6.24)$$

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины по формуле:

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГВ} + 1,6 \cdot H_{ст} = 110,0 + 1,6 \cdot 12,0 = 117,2 \text{ м.} \quad (6.25)$$

Сравнивая с отметкой 113,38 полученной в пункте 6.3.1, принимаем итоговую отметку гребня плотины 117,2 метров, так как она больше.

В итоге принимаем высоту всего напорного фронта равной:

$$H_{пл} = \nabla_{ГБ} - \nabla_{подошвы} = 117,2 - 8,0 = 109,2 \text{ м.} \quad (6.26)$$

6.3.2.3 Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае

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

$$\begin{aligned} Q_{р.пов} &= Q_{пов.мах} - Q_{ГЭС} - \frac{V_{пол}}{t_{ср}} = & (6.27) \\ &= 16529 - (3 - 1) \cdot 418 - \frac{21 \cdot 10^9}{6 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} - 1260 = \\ &= 13083 \text{ м}^3/\text{с}, \end{aligned}$$

где $Q_{махповер}$ - максимальный расчётный расход, с учётом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 0,01% для I класса сооружений;

Определяем напор над гребнем водослива при пропуске поверочного расхода:

$$H_{01пов.} = \left(\frac{Q_{р.пов}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{6481}{0,49 \cdot 112 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 8,92 \text{ м.} \quad (6.28)$$

Полный напор на водосливе:

$$H_{02пов.} = \left(\frac{Q_{р.пов}}{m_{пов.} \cdot \sigma_{\phi} \cdot \sigma_{сж} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \quad (6.29)$$

$$= \left(\frac{13083}{0,49 \cdot 168 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 10,88 \text{ м,}$$

$$\varepsilon = 1 - \frac{0,2 \cdot 10,88 \cdot 0,45}{14} = 0,930,$$

Найдем коэффициент расхода водослива без вакуумного профиля для поверочного случая. Скорость подхода потока к плотине:

$$V_{0 \text{ пов}} = \frac{Q_{\text{р.пов}}}{(\nabla \text{ФПУ} - \nabla \text{ДНА}) \cdot B} = \tag{6.30}$$

$$= \frac{13083}{(111 - 10) \cdot (168 + (12 - 1) \cdot 4)} = 0,611 \text{ м/с,}$$

где $\nabla \text{ФПУ}$ — отметка форсированного подпорного уровня.

Предварительно отметку ФПУ принимаем равной 111 м, которая в дальнейшем уточнится.

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

$$H_{\text{пов}} = H_{02 \text{ пов}} - \frac{\alpha \cdot v_{0 \text{ пов}}^2}{2g} = \tag{6.31}$$

$$= 11,52 - \frac{1,1 \cdot 0,611^2}{2 \cdot 9,81} = 11,50 \text{ м.}$$

Определяем расчётную отметку форсированного уровня:

$$\nabla \text{ФПУ}_p = \nabla \text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 98,0 + 11,50 = 109,50 \text{ м.} \tag{6.32}$$

Расчётная отметка $\nabla \text{ФПУ}$ оказалась меньше заданной, следовательно, отметки $\nabla \text{ФПУ}$ равной 111,0 метрам, достаточно для пропускной способности водослива.

6.3.2.4 Построение профиля водосливной грани

В таблицу 6.1 сведены полученные координаты для построения оголовка водослива безвакуумного водослива с оголовком профиля типа А для напора $H_{\text{ст}} = 12,0$ м. Профиль оголовка плотины представлен на рис. 6.2.

Таблица 6.1 – Координаты для построения оголовка

№ точки	X, м	Y, м	№ точки	X, м	Y, м	№ точки	X, м	Y, м
1	0	1,512	15	16,8	6,768	29	33,6	29,544
2	1,2	0,432	16	18	7,932	30	34,8	31,32
3	2,4	0,084	17	19,2	9,168	31	36	33,888
4	3,6	0	18	20,4	10,476	32	37,2	36,156
5	4,8	0,072	19	21,6	11,844	33	38,4	38,484
6	6	0,324	20	22,8	13,296	34	39,6	40,86
7	7,2	0,72	21	24	14,82	35	40,8	43,308
8	8,4	1,2	22	25,2	16,428	36	42	45,816
9	9,6	1,752	23	26,4	18,096	37	43,2	48,372
10	10,8	2,376	24	27,6	19,836	38	44,4	50,988
11	12	3,072	25	28,8	22,728	39	45,6	53,652
12	13,2	3,852	26	30	23,52	40	46,8	56,376
13	14,4	4,728	27	31,2	25,464	41	48	59,06
14	15,6	5,7	28	32,4	27,468	42	49,2	61,75

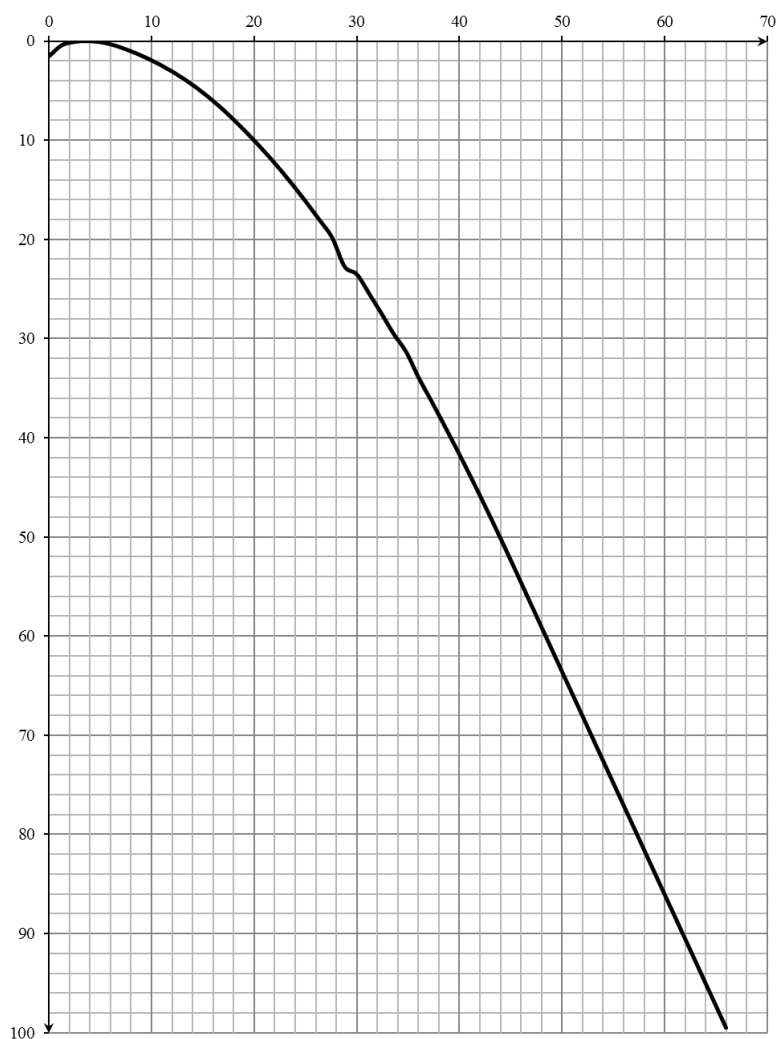


Рисунок 6.2 – Профиль оголовка плотины

6.3.2.5 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

При протекании воды через водослив вследствие падения струи скорость потока возрастает и достигает наибольшего значения непосредственно за водосливом в так называемом сжатом сечении С-С (рис. 6.3). Глубина в сжатом сечении непосредственно влияет на установление формы сопряжения бьефов и поэтому имеет важное значение для дальнейшего расчёта.

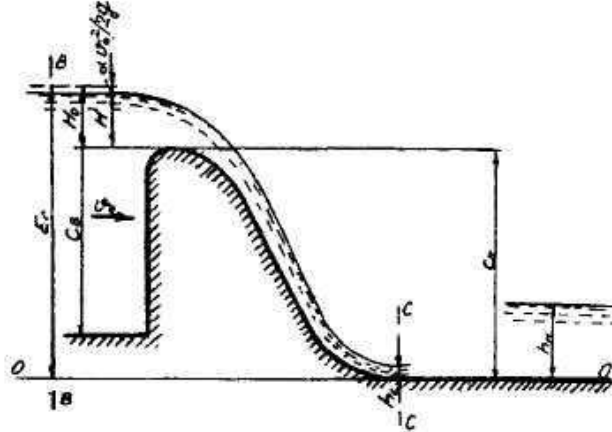


Рисунок 6.3 – Оголовок и сжатое сечение

Определяем критическую глубину:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_{осн.мах}^2}{g \cdot (B + \sum \delta_6)^2}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 11329^2}{9,81 \cdot (212)^2}} = 7,26 \text{ м.} \quad (6.33)$$

Определяем полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА} = 110 - 10 = 100 \text{ м.} \quad (6.34)$$

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{100}{7,26} = 13,78 \text{ м.} \quad (6.35)$$

По графику [33, рис. 9-55] определяем глубину h_c в сжатом сечении и глубину h_c'' - второй сопряжённой со сжатой, в зависимости от величины ξ_{T_0} , определяю $\xi_c = 0,23$ и $\xi_c'' = 2,9$.

Отсюда, сопряжённые глубины:

$$h_c = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,23 \cdot 7,26 = 1,67 \text{ м.} \quad (6.36)$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{кр} = 2,9 \cdot 7,26 = 21,05 \text{ м.} \quad (6.37)$$

Глубина в НБ при $Q_p=14775$ ($\text{м}^3/\text{с}$), $h_{НБ} = 12,4$ м, следовательно, прыжок отогнанный ($h_c'' > h_{НБ}$).

Отогнанный прыжок за плотиной не допускается, и проектируется сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка. Для этого необходимо создать с нижним бьефом соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью гасителей энергии. Так как высота плотины выше 40 метров (высота плотины 109,2 метров), и она находится на скальном основании (доломит), то принимаем гашение энергии способом свободно отбрасываемой струи.

6.3.2.6 Гашение энергии свободно отброшенной струей

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

Высота от дна, до носка:

$$a = h_{НБ}^{max} + (1 - 2)m = 12,6 + 1,4 = 14,0 \text{ м,} \quad (6.38)$$

где $h_{НБ}^{max} = 12,6$ м

Отметка носка:

$$\nabla_{НОС} = \nabla_{ДНА} + a = 10,0 + 14,0 = 24,0 \text{ м.} \quad (6.39)$$

Скоростное падение (напор воды на носке):

$$Z_H = \nabla_{НПУ} - \nabla_{НОС} = 110,0 - 24,0 = 86,0 \text{ м.} \quad (6.40)$$

Скорость потока воды на носке:

$$V_H = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_H} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 86} = 36,97 \text{ м/с,} \quad (6.41)$$

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

Высота потока воды на носке:

$$h_H = \frac{q}{V_H} = \frac{53,44}{36,97} = 1,45 \text{ м.} \quad (6.42)$$

Число Фруда:

$$Fr = \frac{V_H^2}{g \cdot h_H} = \frac{36,97^2}{9,81 \cdot 1,45} = 96,38. \quad (6.43)$$

Дальность отлёта струи:

$$L = K_a \cdot Z_H \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{Z_0}{Z_H} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha}} \right), \quad (6.44)$$

где K_a - коэффициент аэрации, принимаю равным 1; α - угол наклона носка, принимаю равным 30° ; $Z_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}} = 110,0 - 10,0 = 100,0$ м.

Таким образом:

$$\begin{aligned} L &= 1 \cdot 86,0 \cdot 0,9^2 \cdot \sin 2 \cdot 30^\circ \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{100,0}{86,0} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0,9^2 \cdot \sin^2 30^\circ}} \right) \\ &= 128,23 \text{ м.} \end{aligned}$$

Проверка для слабой скалы, должно выполняться условие:

$$L > (0,5 \div 0,6) \cdot Z_0,$$

$$128,23 > 50.$$

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

Глубина размыва – яма:

$$H_p = t - h_{\text{НБ}}, \quad (6.45)$$

где $t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{НБ}}}{d}} \cdot h_H$; d – средняя крупность отдельностей, в расчёте принята 1 м.

Таким образом:

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{96,38}) \cdot \sqrt{96,38} \cdot \sqrt[4]{\frac{12,4}{1}} \cdot 1,45 = 40,21.$$

$$H_p = 40,21 - 12,4 = 27,81 \text{ м.}$$

Центр ямы:

$$L_1 = L + \frac{t}{tg\alpha_1}. \quad (6.46)$$

$$tg\alpha_1 = \sqrt{tg^2\alpha + \frac{2 \cdot g(0,5 \cdot h_H \cdot \cos\alpha + a - h_{НБ})}{V_H^2 \cdot \cos^2\alpha}}, \quad (6.47)$$

$$tg\alpha_1 = \sqrt{tg^2 30^\circ + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 1,45 \cdot \cos 30^\circ + 14,0 - 12,4)}{36,97^2 \cdot \cos^2 30^\circ}} = 0,38.$$

$$L_1 = 128,23 + \frac{40,21}{0,38} = 253,28 \text{ м.}$$

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

$$\begin{aligned} b_p &= 2,5 \cdot h_{кр} + 3,7 \cdot H_p = \\ &= 2,5 \cdot 7,26 + 3,7 \cdot 27,81 = 121,04 \text{ м.} \end{aligned} \quad (6.48)$$

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

$$2,5 \cdot h_{кр} = 2,5 \cdot 7,26 = 18,15 \text{ м.}$$

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

6.3.2.7 Пропуск расходов через глубинные водосбросы

Донные отверстия водосбросной плотины предусматриваются, как на период строительства, для пропуска строительных расходов, так и для аварийных сбросов в зимний период.

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

$$\begin{aligned} Q_{р.в.} &= \frac{V_{пол.вдхр.}}{t_{сраб}} = \\ &= \frac{21000000000}{6 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} + 1260 = 2610,31 \text{ м}^3/\text{с.} \end{aligned} \quad (6.49)$$

Пропускная способность при незатопленном выходном отверстии определяется по формуле (6.57):

$$Q = \mu \cdot \omega_{во} \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H_{во}}, \quad (6.50)$$

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

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

$$Q_{1 \text{ отв}} = \frac{Q_{\text{р.в.}}}{4} = 652,58 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.51)$$

Для того, чтобы определить $H_{\text{ВО}}$ нужно предварительно задаться высотой отверстия и отметкой нижней кромки глубинного водовыпуска. Предварительно принимаем высоту отверстия $h=5,0$ м, отметку донного отверстия 16 м. Тогда отметка над центром выходного отверстия:

$$\nabla_{\text{ЦВО}} = 16 + \frac{h}{2} = 18,5 \text{ м}. \quad (6.52)$$

Напор над центром выходного отверстия.

$$H_{\text{ВО}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ЦВО}} = 110,0 - 18,5 = 91,50 \text{ м}. \quad (6.53)$$

Площадь выходного отверстия при известном расходе будет равна:

$$\omega_{\text{ВО}} = \frac{Q_{1 \text{ отв}}}{\mu \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H_{\text{ВО}}}} = \frac{652,58}{0,8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 91,50}} = 19,25 \text{ м}^2. \quad (6.54)$$

Так как высота отверстия 3,5 м, тогда ширина будет равна:

$$b = \frac{\omega_{\text{ВО}}}{h} = \frac{19,25}{3,5} = 5,5 \text{ м}. \quad (6.55)$$

Округлим до 4 м.

Тогда площадь поперечного сечения отверстия окончательно будет равна:

$$\omega_{\text{ВО}} = b \cdot h = 4 \cdot 5 = 20 \text{ м}^2. \quad (6.56)$$

6.4 Конструирование бетонной плотины

Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

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

6.4.1 Определение ширины подошвы плотины

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

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

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

Бетон слабо сопротивляется растяжению, в нем недопустимо появление трещин с напорной грани, что может привести к появлению опасной фильтрации со всеми вытекающими последствиями.

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

Заложение низовой грани принято равным $m=0,7$.

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 110,0 - 8,0 = 102,0 \text{ м.} \quad (6.57)$$

Отметку подошвы плотины заглубляем в основание на 3 метра:

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - 2 = 8,0 \text{ м.} \quad (6.58)$$

где $\nabla_{\text{дна}} = 10,0 \text{ м}$.

Определим ширину подошвы плотины:

$$B_n = 0,7 \cdot h = 0,7 \cdot 102,0 = 71,0 \text{ м.} \quad (6.59)$$

6.4.2 Разрезка бетонной плотины швами

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

Уплотнение швов осуществляется в виде шпонок.

Плотина разрезается по длине постоянными швами на отдельные секции.

Ширина секции:

$$b_c = b + \delta_b = 14 + 4 = 18 \text{ м,} \quad (6.60)$$

где b_c – ширина секции с учетом разрезного быка, b – ширина пролета в свету, δ_b – толщина быка с учетом разрезки сквозным продольным швом.

6.4.3 Быки

Оголовок быка выполняется полукруглым для лучшего обтекания потоком. Толщину разрезного быка принимаем 4 м (пункт 6.1). Ширина быка по гребню 20 м для обеспечения проезда транспорта и для размещения подъемных механизмов.

6.4.4 Устои

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

6.4.5 Дренаж тела бетонных плотин

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

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

$$a_{др} \geq \frac{H_{max} \cdot \gamma_n}{J_{cr.m}} = \frac{100 \cdot 1,25}{25} = 5,0 \text{ м}, \quad (6.61)$$

где γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения, для второго класса принимается равным 1,25; $J_{cr.m}$ – критический средний градиент напора для бетона плотины; H_{max} – напор над расчетным сечением.

$$H_{max} = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНО} = 110,0 - 10,0 = 10,0 \text{ м}. \quad (6.62)$$

Таким образом, $a_{др}$ принимается равным 7,1 м, что удовлетворяет условию $a_{др} \geq 5,0$ м.

6.4.6 Галереи в теле плотины

В теле плотины необходимо предусматривать продольные и поперечные галереи. По высоте плотины галереи располагаем через 15 м, одну из продольных галерей следует проектировать выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотины.

Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания и строительных швов плотины, создания и восстановления вертикального дренажа, следует принимать минимальными, но при этом обеспечивающими провоз и работу бурового, цементационного и другого оборудования. Назначаем шириной – 3 м, высотой – 3,5 м.

Галереи, предусмотренные для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций назначаем шириной – 2,0 м, высотой – 2,5 м.

6.5 Элементы подземного контура плотины

В скальном основании устраиваем вертикальные цементационную завесу и дренаж. Схема цементной завесы и дренажных скважин представлено на рисунке 6.3.

Геометрические данные цем. завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1) \cdot B = 0,1 \cdot 71 = 7,1 \text{ м}, \quad (6.63)$$

где B - ширина подошвы плотины.

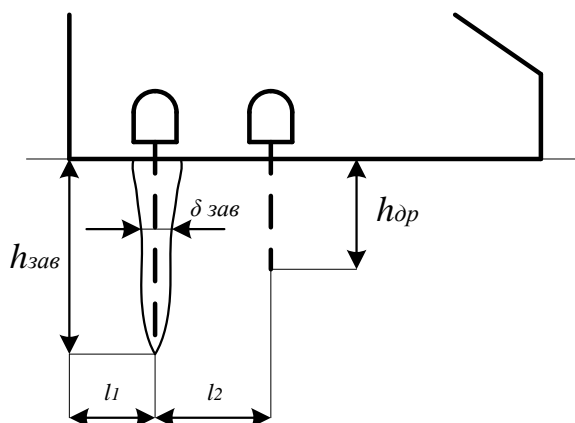


Рисунок 6.3 – Схема цементационной завесы и дренажа

Расстояние l_2 принимается конструктивно, $l_2 = 10$ м.

Глубина завесы:

$$h_{зав} = 0,5 \cdot H_{max} = 0,5 \cdot 96,0 \approx 54,2 \text{ м}. \quad (6.64)$$

$$(6.65)$$

$$H_{max} = \text{НПУ} - \text{УНБВХК} = 96,0 \text{ м}.$$

Принимаю расстояние между цементационными скважинами 2 метра.

Толщина завесы:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{\Delta H}{J_{\text{кр}}} \cdot \gamma_n, \quad (6.66)$$

где $\Delta H = (\text{НПУ} - \text{УНБвхк}) \cdot 0,6 = (110,0 - 14,0) \cdot 0,6 = 57,6$ м – потери напора на цементационной завесе; $J_{\text{кр}} = 15$ критический градиент для завесы; $\gamma_n = 1,25$ коэффициент надёжности по ответственности сооружения.

Таким образом:

$$\delta_{\text{зав}} = 57,6 \cdot 1,25 / 15 = 4,8 \text{ м} - 2 \text{ ряд ц. з.}$$

Глубина дренажа:

$$h_{\text{др}} = 0,5 \cdot h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot 54,2 \approx 27,1 \text{ м.} \quad (6.67)$$

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

6.6 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. Нагрузки и воздействия должны приниматься в наиболее неблагоприятных, но возможных сочетаниях.

6.6.1 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCad.

$$S_{\text{пл}} = 4383,63 \text{ м}^2,$$

$$S_{\text{б}} = 5475,89 \text{ м}^2.$$

Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \quad (6.68)$$

$$= \frac{4383,63 \cdot 14 \cdot 9,81 \cdot 2400}{14 + 4} = 80273,03 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

Плечо относительно сечения, проходящего через середину подошвы, вычисленное в ПК «AutoCAD» – 11,0 м.

Вес быка и точку его приложения определяю аналогичным образом:

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_6 \cdot \rho_6 \cdot g}{b + \delta_6} = \quad (6.69)$$

$$= \frac{5475,89 \cdot 4 \cdot 2400 \cdot 9,81}{14 + 4} = 28649,86 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

Плечо относительно сечения, проходящего через середину подошвы, вычисленное в ПК «AutoCAD» – 16,90 м.

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g = \quad (6.70)$$

$$= 0,055 \cdot 189 \cdot \sqrt{189} \cdot 9,81 = 1401,92 \text{ кН.},$$

где f - площадь затвора.

$$f = (\nabla\Phi\text{ПУ} - \nabla\Gamma\text{В} + 0,5) \cdot b = \quad (6.71)$$

$$= (111 - 98 + 0,5) \cdot 14 = 189 \text{ м}^2.$$

Вес затвора приводится к 1 п.м:

$$Q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{1401,92}{14 + 4} = 77,88 \frac{\text{кН}}{\text{м}} \quad (6.72)$$

6.6.2 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды: с верхнего бьефа (формулы 6.73, 6.74), с нижнего бьефа (формулы 6.75, 6.76).

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot H_B^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 118^2}{2} = 68297,22 \text{ кН/м}, \quad (6.73)$$

$$H_B = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 110,0 - 8,0 = 102,0 \text{ м}. \quad (6.74)$$

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot H_H^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 6^2}{2} = 176,58 \text{ кН/м}, \quad (6.75)$$

$$H_H = \nabla\text{УНБ} - \nabla\text{ПОД} = 14,0 - 8,0 = 6,0 \text{ м}. \quad (6.76)$$

6.6.3 Равнодействующая взвешивающего и фильтрационного давления

Фильтрация на скальном основании принимается по [35], схема представлена на рисунке 6.4.

Геометрические параметры эпюры фильтрации:

Напор на сооружении:

$$H_d = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{УНБ}} = 110,0 - 14,0 = 96,0 \text{ м.} \quad (6.77)$$

Для плотин I класса с цементационной завесой и дренажом:

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

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

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 96,0 = 38,40 \text{ м,}$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,20 \cdot 96,0 = 19,20 \text{ м,}$$

$$H_t = 6,0 \text{ м.}$$

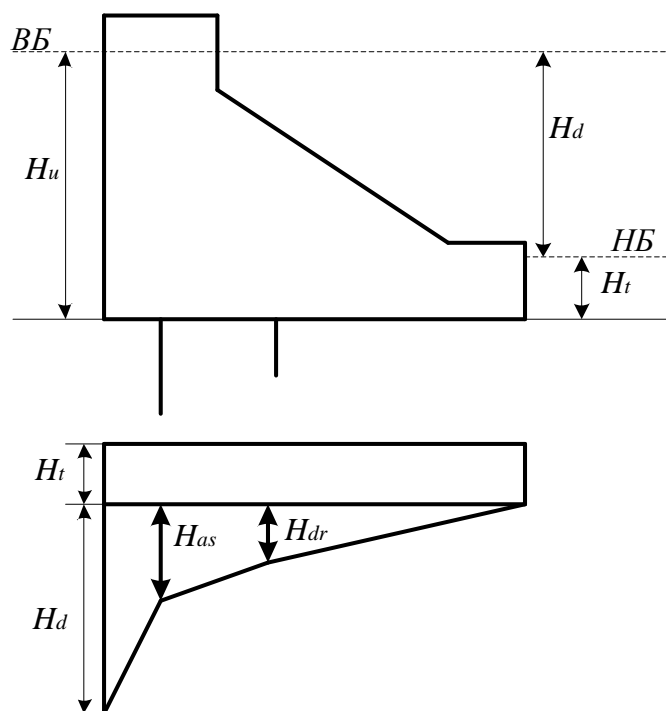


Рисунок 6.4 – Фильтрация на скальном основании

Сила фильтрационного давления:

$$W_{\phi} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{ЭП}}^{\phi} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 1275,07 = 12508,44 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.80)$$

Эпюра взвешивающего давления принимается в виде прямоугольника от минимального уровня нижнего бьефа до подошвы при основном случае и

от максимального уровня нижнего бьефа до подошвы для поверочного случая.

Ординаты эпюр определим, как:

$$\begin{aligned} p_{\text{взв}} &= \rho_w \cdot g \cdot (\nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{под}}) = \\ &= 1000 \cdot 9,81 \cdot 6,0 = 58,86 \text{ кН.} \end{aligned} \quad (6.81)$$

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

$$W_{\text{взв}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}}^{\text{взв}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 426,0 = 4179,06 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.82)$$

6.6.4 Давление наносов

Давление наносов на вертикальную грань можно определить по формуле:

$$\begin{aligned} p_{\text{н}} &= \gamma_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}} \cdot \tan^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{н}}}{2} \right) = \\ &= 10 \cdot 6 \cdot \tan^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 29,40 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \end{aligned} \quad (6.83)$$

где $\gamma_{\text{н}} = 10 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес наносов во взвешенном состоянии; $h_{\text{н}}$ – толщина слоя наносов, принимаемая от уровня дна,

$$h_{\text{н}} = \nabla_{\text{заил}} - \nabla_{\text{дна}} = 6,0 \text{ м}, \quad (6.84)$$

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

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м:

$$E_{\text{н}} = \frac{h_{\text{н}} \cdot p_{\text{н}}}{2} = \frac{6,0 \cdot 29,40}{2} = 88,20 \frac{\text{кН}}{\text{м}} \quad (6.85)$$

6.6.5 Волновое воздействие

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

Для основного случая:

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 2,58^2}{32,87} = 0,64 \text{ м.} \quad (6.86)$$

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot \rho_0 \cdot g \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = \quad (6.87)$$

$$= \frac{1}{2} \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 2,58 \cdot \left(\frac{32,87}{3,14} + \frac{0,64}{2} \right) = 136,50 \frac{\text{кН}}{\text{м}}$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{32,87}{6,28} - \frac{3}{8} \cdot 2,58 = 4,3 \text{ м.} \quad (6.88)$$

6.7 Расчёт прочности плотины

Расчёт прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Расчёт плотины будем вести без учёта температурных воздействий. Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Все напряжения считаем относительно горизонтального сечения подошвы. Исходя из практических соображений, в расчёте плотины принимаем сжимающие напряжения со знаком «-», растягивающие – со знаком «+»

Для удобства расчёта составим таблицу 6.2, в которую внесем все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке [34].

Таблица 6.2 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	γ_f	Направление силы	Основной случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
Тв	1,00	→	51031,62	34,00	1735075,08
Тн	1,00	←	176,58	-2,00	-353,16
Gб	0,95	↓	27217,36	-16,90	-459973,45
Gпл	0,95	↓	76259,38	-11,00	-838853,19
Wвзв	1,00	↑	4179,06	0,00	0,00
Wф	1,00	↑	12508,44	17,83	223025,43
Qз	0,9	↓	70,10	-30,11	-2110,60
$W_{\text{волн}}$	1,00	→	136,50	97,73	13340,31
E_n	1,20	→	105,84	4,00	423,36
F		← →	51097,38		
N		↓↑	86859,34		
M		Σ	670573,78		

Расчёт крайних напряжений для основного случая в горизонтальном сечении плотины (при расчете на 1 погонный метр длины) выполняем по формулам:

1) Для верховой грани:

$$\begin{aligned}\sigma_y^u &= -\frac{N}{b} + \frac{6 \cdot \sum M}{b^2} = \\ &= -\frac{86859,34}{71,0} + \frac{6 \cdot 670573,78}{71,0^2} = -425,23 \text{ кН/м}^2,\end{aligned}\quad (6.89)$$

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

$$\begin{aligned}\sigma_x^u &= \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = \\ &= -9,81 \cdot 102,0 = -1000,62 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},\end{aligned}\quad (6.90)$$

где $\gamma_w = 9,81 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес воды, $H_d^u = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 118 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа; $m_u = \tan \alpha_1$, где α_1 – угол между напорной гранью и вертикалью. Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то $\tan \alpha_1 = 0$.

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0. \quad (6.91)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -425,23 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \quad (6.92)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 118 = -1000,62 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \quad (6.93)$$

2) Для низовой грани:

$$\begin{aligned}\sigma_y^t &= -\frac{N}{b} - \frac{6 \cdot \sum M}{b^2} = \\ &= -\frac{86859,34}{71,0} - \frac{6 \cdot 670573,78}{71,0^2} = -2021,51 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.\end{aligned}\quad (6.94)$$

$$\begin{aligned}\sigma_x^t &= \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = \\ &= -2021,51 \cdot 0,7^2 - 9,81 \cdot 6,0 \cdot (1 - 0,7^2) = \\ &= -1020,56 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},\end{aligned}\quad (6.95)$$

где $m_t = \tan \alpha_2$, где α_2 – угол между низовой гранью и вертикалью, $H_d^t = \nabla_{\text{УНБ}}(Q_{\text{НПУ}}) - \nabla_{\text{ПОД}} = 6,0 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа.

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = \quad (6.96)$$

$$= -(9,81 \cdot 6,0 - 2021,51) \cdot 0,7 = 1373,86 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

$$\begin{aligned} \sigma_3^t &= \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = \\ &= -2021,51 \cdot (1 + 0,7^2) + 9,81 \cdot 6,0 \cdot 0,7^2 = \\ &= -2983,22 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \end{aligned} \quad (6.97)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -9,81 \cdot 6,0 = -58,86 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \quad (6.98)$$

Для наглядности все расчёты сведём в таблицу 6.3.

Таблица 6.3 - Напряжения, возникающие в плотине

Грань	Напряжение	Значение, кПа
Верховая	σ_y^u	-425,23
	σ_x^u	-1000,62
	τ_{xy}^u	0
	σ_1^u	-425,23
	σ_3^u	-1000,62
Низовая	σ_y^t	-2021,51
	σ_x^t	-1020,56
	τ_{xy}^t	1373,86
	σ_1^t	-58,86
	σ_3^t	-2983,22

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

1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.99)$$

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

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

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

R_b – расчетное сопротивление бетона на сжатие, исходя из класса бетона $B=7,5$, принимаем $R_b = 7500 \text{кН/м}^2$.

$$1,25 \cdot 1 \cdot 2983,22 < 0,9 \cdot 7500,$$

$$3729,02 \text{ кН/м}^2 < 6750 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

Условие общей прочности выполняется.

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

$$\sigma'_y < 0,$$

$$-425,23 \text{ кН/м}^2 < 0 \text{ – условие выполнено.}$$

3) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u, \quad (6.100)$$

$$425,23 \text{ кН/м}^2 \geq 255 \text{ кН/м}^2.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиями прочности.

6.8 Расчёт устойчивости плотины

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

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

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

$$\begin{aligned} R &= (G_{пл} + G_B - W_{взв} - W_\phi + Q_3) \cdot \tan \varphi + c \cdot \omega = \\ &= (76259,4 + 27217,4 - 4179,1 - 12508,4 + 70,1) \cdot 0,7 + \\ &+ 100 \cdot 71 = 67901,54 \text{ кН/м}, \end{aligned} \quad (6.102)$$

где $\tan \varphi = 0,7$ – внутреннее трение для грунта основания (осадочный грунт - доломит); $c = 100 \text{ кН/м}^2$ – сцепление для скалы; $\omega = B_{п} \cdot 1 = 71,0 \text{ м}^2$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

$$\begin{aligned} F &= T_B - T_H + W_{волн} + E_H = \\ &= 51031,6 - 176,08 + 136,5 + 105,8 = 51097,38 \text{ кН/м}. \end{aligned} \quad (6.103)$$

Таким образом, условие на сдвиг:

$$\frac{67901,54 \cdot 0,95}{51097,38 \cdot 1,0} \geq 1,25 ,$$

$$1,26 \geq 1,25 .$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости.

7 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

7.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

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

Объемы продаж электроэнергии в прогнозном периоде представлены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Оценка объемов продаж электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2020	2021	2022	2023	2024
Установленная мощность	МВт	1045	1045	1045	1045	1045
Число часов использования установленной мощности	Часы	4000	4000	4000	4000	4000
Выработка электроэнергии	МВт·ч	4180000	4180000	4180000	4180000	4180000
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	62700	62700	62700	62700	62700
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	4117300	4117300	4117300	4117300	4117300
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	1 007	1 042	1 077	1 110	1 143
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	4146,12	4290,22	4434,33	4570,20	4706,07
НДС к выручке	млн.руб	691,02	715,03	739,05	761,70	784,34

Вывод: С 2020 до 2034 года доходов нет, в связи с большими расходами на строительство и отсутствием выработки электроэнергии для реализации. Реализация электроэнергии начнётся после строительства распределительных подстанций и линий электропередач в 2034 году. Выручка от реализации электроэнергии будет увеличиваться с увеличением выработки электроэнергии вводом в действие очередного ГА. Так же увеличения выручки планируется при повышении тарифов на электроэнергию.

7.2 Текущие расходы на производство электроэнергии

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.) с учетом реализованной электроэнергии.

Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании

прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный горизонт планирования всеми структурными подразделениями ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗОПАО «РусГидро».

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

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

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

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

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

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

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств 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 определяются на 1 МВт установленной мощности и представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Величина, тыс.руб.
Расходы на оплату труда	107,7	112,54
Прочие расходы	165	172,43
Итого		284,97

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из стоимости активов. Удельные значения расходов на ремонт оборудования представлены в таблице 7.2.

Удельные значения расходов на ремонт оборудования для новых объектов генерации в проценте от величины инвестиций (в ценах базового года) представлены в таблице 7.3.

Таблица 7.3 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Установленная мощность (МВт)	Этапы жизненного цикла проекта (лет)			
От 1000 МВт	От 1 до 5	От 6 до 15	От 16 до 25	Свыше 25
	0,020%	0,027%	0,035%	0,04%

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

Таблица 7.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Величина, млн. руб.
ОАО "СО - ЕЭС"	135,38 тыс.руб./МВт	141,38
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб./МВт·ч	1,1
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб./ МВт·ч	0,3
Итого		141,39

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

График Кэш-Фло, распределение денежных средств по годам проекта, представлен на рисунке 7.1

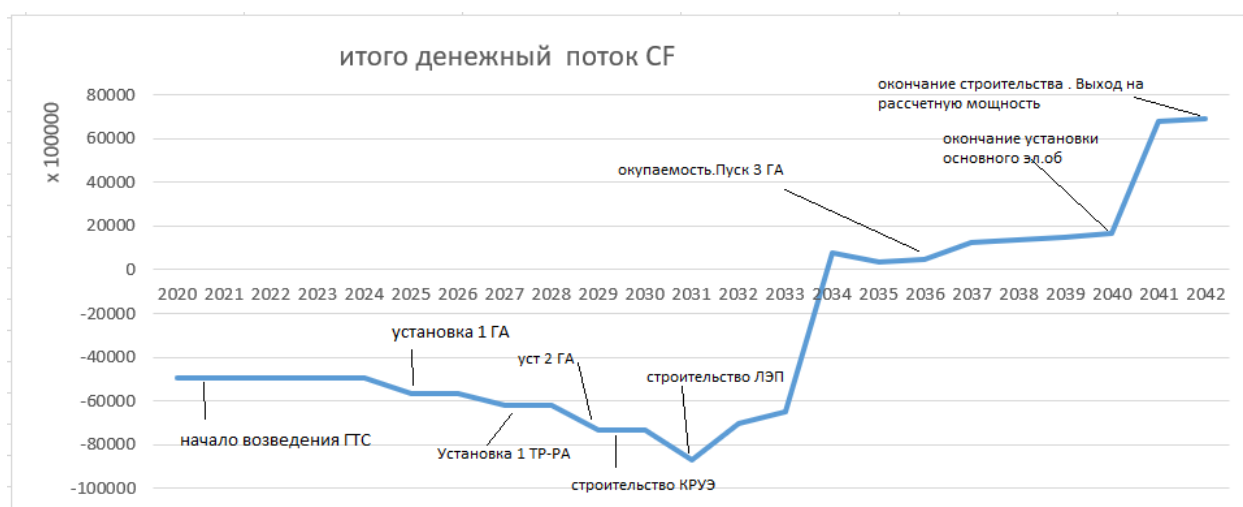


Рисунок 7.1 – График КЭШ-ФЛО

Вывод: Самоокупаемость станция достигнет 2036 году после запуска 3 гидроагрегата. До этого времени основные денежные потоки направлялись на

строительства гидроэлектростанции. Расходы снижались поэтапно, в связи с вводом в эксплуатацию гидроагрегатов и вспомогательного оборудования. Период окупаемости составляет 10 лет (119 мес).

В соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации налог на воду для реки Олёкма, составляет 4,8 рублей за 1 тыс. кВт·ч электроэнергии.

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

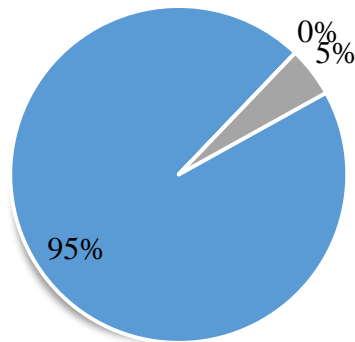
Таблица 7.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2020	2021	2022	2023	2024
Амортизационные отчисления, млн.руб.	198968000	198968000	198968000	198968000	198968000
Расходы на страхование, млн.руб.	3979360	3979360	3979360	3979360	3979360
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	4974200000	4974200000	4974200000	4974200000	4974200000
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	994840	994840	994840	994840	994840
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	141,39	141,39	141,39	141,39	141,39
Налог на воду, млн.руб.	20064000	20064000	20064000	20064000	20064000
Итого, млн.руб.	5198206341	5198206341	5198206341	5198206341	5198206341

Из таблицы 7.5 можно увидеть, что текущие затраты по гидроузлу растут за счет ежегодного увеличения расходов на страхование и ремонт производственных фондов.

Структура текущих затрат по гидроузлу представлены на рисунке 7.2.

График текущих затрат .%



■ сумма расходов на ремонт.руб ■ персонал.чел ■ средняя з/п .чел.руб

Рисунок 7.2 – Структура текущих затрат по гидроузлу

Вывод: Наибольшими текущими затратами являются амортизационные отчисления, расходы на страхование и эксплуатационные расходы, которые увеличиваются по ходу строительства ГЭС и ввода в эксплуатацию основного и вспомогательного оборудования так как основные фонды имеют большую величину.

7.3 Налоговые расходы

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

Учтены следующие налоги:

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

Предполагаемые налоговые расходы в первые годы эксплуатации приведены в таблице 7.6.

Таблица 7.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2034	2035	2036	2037	2038
Налог на прибыль, млн.руб.	99001216,56	10876854,22	37887700,72	195261356,7	224021010,7
НДС, млн.руб.	984,0347	1005,307417	1026,580133	1048,539067	1071,184217
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	2856000	2856000	2856000	2380000	2142000
Налог на имущество, млн.руб.	124631344,4	136790500	136790500	123111450	123111450
Итого, млн.руб.	226489545	150524359,5	177535227,3	320753855,3	349275531,9

Вывод: до 2034 года налог на прибыль организации не оплачивался, так как не было выручки от реализации ЭЭ. После начала выработки начал увеличиваться налог на прибыль, так же начали увеличиваться страховые взносы, а также НДС. Налог на имущество увеличился связи с вводом в эксплуатацию новых объектов.

7.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль один из основных показателей эффективности проекта, представляющий собой разницу между выручкой от продаж электроэнергии и затратами на её производство.

Основной формой отражения производственной деятельности гидроэлектростанции по производству электроэнергии является «Отчет о прибылях и убытках».

Данные за первые годы проекта представлена в млн.руб в таблице 7.7.

Таблица 7.7 – Годовая прибыль за первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2032	2033	2034	2035	2032
Выручка (нетто), млн.руб.	0	0	6413248600	6548058825	6683423945
Текущие расходы, млн.руб.	7356822609	6781390572	5918242517	6493674554	6493985441
ЕВИТ(прибыль до налогообложения), млн.руб.	-7356822609	-6781390572	495006082,8	54384271,11	189438503,6
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	-1471364522	-1356278114	99001216,56	10876854,22	37887700,72
NOPAT (чистая прибыль), млн.руб.	-5885458087	-5425112458	396004866,2	43507416,89	151550802,9
Ставка налога на прибыль, %	20	20	20	20	20

Рост суммы чистой прибыли по проекту представлены на рисунке 7.3.

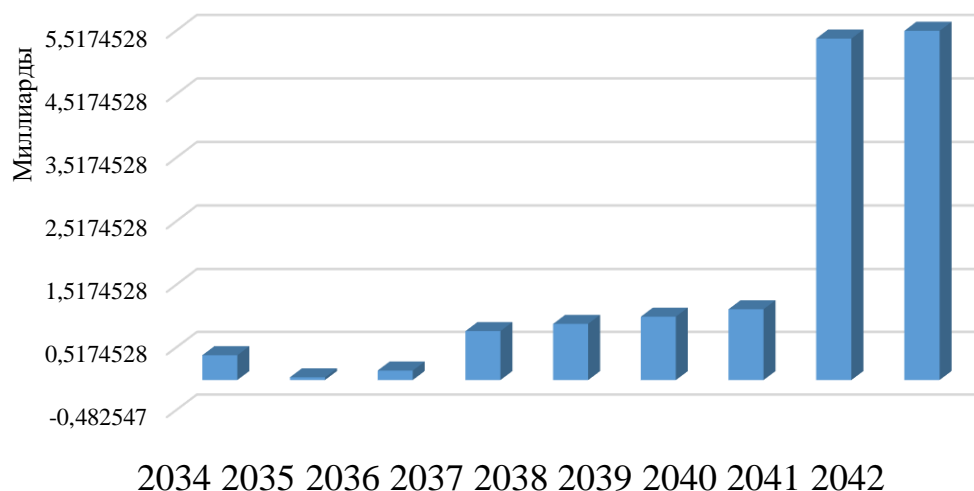


Рисунок 7.3 – Динамика чистой прибыли

Вывод: До ввода первого гидроагрегата и реализации полученной электроэнергии прибыль отсутствовала. В 2034 года после пуска первого гидроагрегата и строительства ЛЭП и КРУЭ, и ввода в эксплуатацию остальных трёх гидроагрегатов, наблюдается стабильный рост прибыли.

7.5 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 № 9 – «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»).

7.5.1 Методология и исходные данные

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

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

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

- 1) Период прогнозирования для Деминиканской ГЭС составляет 30 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.
- 2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 2020 года.

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

7.5.2 Коммерческая эффективность

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

Таблица 7.8 – Показатели эффективности реализации проекта «Деминиканской ГЭС на реке Олекма».

Наименование	значение
Ставка дисконтирования, %	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPВ, мес	119
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,2
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт·ч	0,47
Удельные капиталовложения, руб/Квт	119000

Вывод: проект является коммерчески эффективным, так как чистый приведенный доход положительный, индекс прибыльности больше 1, себестоимость электроэнергии достаточно небольшая – 0,47 руб/кВт·ч.

8 Мероприятия по охране окружающей среды Деминиканского гидроузла

8.1 Охрана природы

8.1.1 Общие сведения, охрана окружающей среды

Деминиканский гидроузел расположен в 29 км от опорного пункта города Олекминска, в скалистой местности, в зону затопления не попадает ни одного населенного пункта и природоохранной зоны. Ширина створа составляет 1,7 км. Площадь затопления составляет 205 км.

Длина реки — 1436 км, площадь её водосборного бассейна — 210 000 км². Берёт начало в Муройском хребте (Олёкминский Становик), течёт в широкой межгорной долине на северо-восток; повернув на север, протекает между хребтами Чельбаус (с востока) и Южным и Северным Дырындинскими и Каларским.

Питание дождевое и снеговое, роль последнего вниз по течению увеличивается. Летом бурные паводки. Среднегодовой расход воды — 1720 м³/с. Замерзает в октябре, в верховьях в отдельные годы перемерзает с февраля по март; вскрывается в мае. река в Забайкальском крае, Амурской области и Якутии, правый приток реки Лены. Основные притоки: справа — Тунгир, Нюкжа, слева — Чара.

Вследствие подобного типа питания режим реки характеризуется непродолжительным весенним половодьем и очень малым стоком в остальное время года. Ледостав устанавливается в первой половине декабря и продолжается до марта - апреля. Ледоход бывает не каждый год, в теплые годы при длительных положительных температурах ледоход не устанавливается совсем. Чаще ледяной покров образуется путем смерзания постепенно расширяющихся заберегов противоположных берегов. После снежных зим половодье сопровождается значительным подъемом уровня воды. Летнее – осенняя межень в отдельные годы прерывается дождевыми паводками.

Для всей области характерен летний максимум осадков, что обусловлено муссонностью климата. За июнь, июль и август может выпасть до 70 % годовой нормы осадков. Возможны колебания в выпадении осадков. Так, летом с возрастанием испарения увеличивается абсолютная и относительная влажность, а весной из-за сухости воздуха снежный покров большей частью испаряется, и следствием этого становится незначительный весенний подъем уровня воды в реках

Район расположения створа имеет умеренно-холодный климат. В городе Олёкминск в течение года выпадает значительное количество осадков. Даже во время самого засушливого месяца выпадает много осадков. Этот климат считается Dfb согласно классификации климата Кеппен-Гейгера. Температура здесь в среднем -5.9 ° С. 307 мм - среднегодовая норма осадков.

Берега реки сложены лессовидными суглинками, что служит природным источником поступления взвешенных веществ в реку. 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.

Растительность территории в районе строительства Деминиканской ГЭС довольно обширна из-за особенностей влажного климата. По берегам реки растет лес. Отмечаются редкие небольшие поляны и лесополосы вдоль русла. Растительность представлена таежными видами.

В районе площадки строительства Деминиканского ГУ обитает множество видов охотничьих ресурсов. Из них 33 вида млекопитающих, 39 видов птиц. Основными видами являются:

- копытные - лось, олень благородный, олень пятнистый, косуля, кабан, лань;
- пушные - заяц-русак, сурок-байбак, барсук, лисица, енотовидная собака, волк, шакал, ондатра;
- птицы – перепел, серая куропатка, фазан, горлица, вяхирь, гуси (серый и белолобый), утки (кряква, нырок красноголовый, чирок-трескунок).

К краснокнижным, редким и исчезающим животным относятся: рысь, медведь, шакал, тарпан, сайгак, косуля, орел, дальневосточный леопард, коршун 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 Деминиканского гидроузла на краснокнижные и редкие виды животных, а также определить мероприятия по компенсации ущерба этим видам от строительства гидроузла.

Водные биологические ресурсы реки Олёкма на участке строительства Деминиканской ГЭС представлены следующими видами: лещ, плотва, судак, стерлядь, щука 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 Олекма на рассматриваемом участке относится к водному объекту I категории рыбохозяйственного значения, поэтому и в период строительства, и в период дальнейшей эксплуатации гидроузла сброс сточных вод в реку Олёкма необходимо производить с содержанием загрязняющих веществ с концентрациями, не превышающими ПДК.

Воздействие Деминиканской ГЭС на окружающую среду будет оказываться в период строительства и в период дальнейшей эксплуатации станции.

8.1.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При строительстве Деминиканского ГУ выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- отсыпка перемычек;
- подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений;
- строительство поселка эксплуатирующего персонала.
- отсыпка грунтовой дороги до места расположения створа ГЭС.

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;
- переустройство объектов транспорта и коммуникаций зоны водохранилища.

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 Олекмы в нижнем бьефе Деминиканского гидроузла;
4. Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

В соответствии с требованиями СП от 01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

- очистка территории от остатков строений и мусора;
- вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;
- санитарная очистка территорий животноводческих объектов;

– засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин.

Кроме того, в состав санитарных мероприятий входит очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности.

При проектировании мероприятий по инженерной защите населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления, берегообрушения, должны быть предусмотрены:

- технические мероприятия, исключаящие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;

- технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты;

Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с работой автотранспорта, проведением различных видов строительных работ.

8.1.3 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.

- На территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения.

- Оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте.

- Металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки.

- Выгреба уборных после вывоза отходов дезинфицируются сухими препаратами ДТС КГ или хлорной известью и засыпаются чистым грунтом.

- Нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки.

- Очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию.

- Навоз, навозные стоки и мусор животноводческих объектов обеззараживаются, после чего вывозятся на сельскохозяйственные поля.

- Почва животноводческих помещений, загонов прожигается с применением горючих материалов или орошается растворами двурети основной соли гипохлорита кальция или хлорной извести, содержащей не менее 5% активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого вывозится за пределы территории затопления и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2 м.

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период:

1 Организационные:

1.1 Разработка и утверждение проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ) ;

1.2 Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);

1.3 Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;

1.4 Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;

1.5 Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;

1.6 Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;

1.7 Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;

1.8 Организация и проведение производственного экологического контроля.

2 Санитарно-технические:

2.1 Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;

2.2 Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах ;

2.3 Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;

2.4 Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;

2.5 Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;

2.6 Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ;

2.7 Организация и осуществление контроля качества сточных, дренажных и природных поверхностных вод;

- 2.8 Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;
 2.9 Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;
 2.10 Организация стоянок автотранспорта в специально-оборудованных местах, имеющих твердое покрытие.

8.1.4 Отходы. Образующиеся при строительстве

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительно-монтажных работ, при этом будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме
 Код отходов по ФККО – 2014 8 22 201 01 21 5.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{802730,3 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 36122 \text{ т}, \quad (8.1)$$

где N - объем бетонных работ, м³ (802730,3 м³), q - удельный норматив образования, % ($q = 1,8\%$), ρ - плотность бетона, т/м³ ($\rho = 2,5 \text{ т/м}^3$).

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 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{130 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 2,6 \text{ т}, \quad (8.1)$$

где N - количество арматуры, т (130 т), q - удельный норматив образования, % ($q = 1,0\%$), ρ - удельный вес арматуры, т/м³ ($\rho = 2,0 \text{ т/м}^3$)

Таким образом в результате строительства будет образовано 36122 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 2,6 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.

8.1.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Деминиканского 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 29 от ГЭС находится населенный пункт – город Олекминск, 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 Олекма от сбросов Деминиканской ГЭС ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения города Олекминск, в пределах промплощадок объектов Деминиканской ГЭС регламентируется требованиями СанПиН 2.1.4.1110-02:

- в первом поясе ЗСО не допускается спуск любых сточных вод, в том числе сточных вод водного транспорта;
- выявление объектов загрязняющих источников водоснабжения, с разработкой конкретных водоохранных мероприятий, обеспеченных источником финансирования, подрядными организациями и согласованных с центром государственного санитарно-эпидемиологического надзора;

9 Безопасность гидротехнических сооружений, охрана труда

Важнейшей задачей службы эксплуатации Деминиканской ГЭС являются обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации, проектируемой ГЭС, регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Основным, из которых является Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений», требованием которого является составление декларации о безопасности ГТС, которое определяется положением, утвержденным Правительством РФ. Данное положение определяет порядок, содержание составления декларации о безопасности ГТС, обязательным является осуществление государственной экспертизы для ГТС при их проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитальном ремонте или восстановлении.

Ответственность за обеспечение безопасности лежит на собственнике ГЭС. Для контроля состояния основных сооружений проектируемой ГЭС должны быть предусмотрены контрольно-измерительные аппараты, которые отслеживают изменение в состоянии плотины.

9.1 Охрана труда

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций, территория и акватория, где они размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим нормам:

- строительным нормам и правилам;
- нормам технологического проектирования гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций;
- Российского регистра гидротехнических сооружений;
- Федеральным законам «Об основах охраны труда в РФ»;
- Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений»;
- санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию;
- государственным стандартам безопасности труда;
- правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей;
- правилам устройства электроустановок, техническому регламенту о пожарной безопасности и правилам противопожарного режима РФ и иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

Отступления от требований вышеперечисленных правил как при обслуживании действующего, так и вновь вводимого или реконструируемого

оборудования не допускаются, за исключением введения новых нормативных актов по охране труда.

Основными задачами в области охраны труда, техники безопасности при эксплуатации оборудования и сооружений ГЭС является создание безопасных условий труда, обучение персонала безопасным приёмам работ, приёмам оказания первой помощи при несчастных случаях, выявление и устранение причин производственного травматизма, повышение культуры производства, разработка и осуществление организационно-технических и санитарно-гигиенических мероприятий по предупреждению, а также снижению производственного травматизма и заболеваемости.

На ГЭС организацию работы по технике безопасности, охране труда должен осуществлять руководитель организации, руководители подразделений и производственных участков. Названные лица, в соответствие со своими должностными инструкциями, обязаны обеспечить проведение организационных и технических мероприятий по созданию безопасных условий труда, инструктаж и обучение персонала безопасным методам работы и контроль выполнения правил техники безопасности.

На ГЭС должен быть организован кабинет по охране труда, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

При эксплуатации электроустановок ГЭС персонал и другие лица, занятые техническим обслуживанием электроустановок, проводящих в них оперативные переключения, организующих и выполняющих строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения, обязаны выполнять требования норм законодательства, введённых уполномоченными органами государственной власти правил по охране труда (правил безопасности), стандартов организации (инструкций) ГЭС.

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам выполнения работ, в том числе при проведении огневых работ, пройти проверку знаний и иметь документ о праве проведения этих работ.

Электроустановки гидроэлектростанций должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающим безопасные условия труда, и быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами.

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках гидроэлектростанций, являются:

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе с учетом требований пункта 5.14 Правил;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

На ГЭС должны быть разработаны и доведены до сведения всего персонала безопасные маршруты следования по территории к месту работы, оперативные планы пожаротушения и эвакуации людей на случай пожара или аварийной ситуации.

9.2 Пожарная безопасность

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в правилах пожарной безопасности, утверждённых МЧС России. В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции или другое лицо, назначенное приказом. ГЭС должны быть оборудованы установками пожарной сигнализации и системой оповещения и управления эвакуацией людей.

Ответственность за пожарную безопасность отдельных производственных и вспомогательных помещений (сооружений) и размещённых в них оборудования и устройств возлагается на руководителей структурных подразделений или на назначенных должностных лиц.

Руководители отделов, структурных подразделений, ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

- обеспечивать разработку планов эвакуации людей, оборудования на случай пожара;
- обеспечить соблюдение установленного противопожарного режима, требований правил пожарной безопасности и инструкции о мерах пожарной безопасности;
- знать характеристики пожарной опасности зданий, сооружений, технологических процессов, производственного оборудования, хранимых, используемых и обращающихся в производстве веществ, и материалов и организовывать пожаробезопасное хранение, транспортирование и применение пожаровзрывоопасных веществ;
- обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;
- организовать пожарно-техническую подготовку подчинённого персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;
- обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;
- установить порядок и ответственность за содержание в исправном состоянии постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

Каждый работающий на ГЭС обязан знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности на рабочем месте, в других помещениях и

на территории, при возникновении пожара немедленно сообщить вышестоящему руководителю или оперативному персоналу о месте пожара, принять возможные меры к спасению людей, имущества и приступить к ликвидации пожара имеющимися средствами пожаротушения с соблюдением мер безопасности.

Все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности. Подготовка работников включает в себя:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- проводимые в структурных подразделениях регулярные инструктажи, по вопросам пожарной безопасности;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение квалификации в учебных центрах, а также при проведении семинаров и целевых конференций по противопожарной защите;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности.

Персонал ГЭС несёт ответственность за обеспечение пожарной безопасности. Лица, виновные в нарушении правил пожарной безопасности несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством.

Все лица, поступающие работать на проектируемую ГЭС, либо принятые на временную работу, учащиеся и студенты, проходящие производственную практику, должны пройти вводный инструктаж по пожарной безопасности.

9.2.1 Объекты водяного пожаротушения на ГЭС

Объектами водяного пожаротушения на ГЭС являются:

- гидрогенераторы;
- силовые трансформаторы;
- кабельные сооружения;
- станционное маслохозяйство;
- подпультовые, подщитовые помещения.

Повреждение синхронных машин, вызванное пробоем изоляции обмоток статора генератора, может вызвать пожар с тяжелыми последствиями. На генераторах ГЭС устанавливаются защиты, которые автоматически с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора сигнализируют о наличии возгорания. Пожаротушение осуществляется вручную. В качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода. Вблизи лобовых частей обмоток статора размещают дренчерные кольцевые трубопроводы, в которых выполнены отверстия со специальными насадками (дренчерами), ось которых направлена в сторону обмотки. Следует отметить, что при ложном срабатывании защиты или при длительной подаче воды происходит излишнее увлажнение изоляции, поэтому требуется достаточно высокая надежность работы этих устройств.

Трансформаторы на ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат значительное количество

трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. С этой целью по периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых вертикально устанавливаются дренчерные оросители.

Кабельные сооружения ГЭС должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и запорно-пусковыми устройствами (ЗПУ). Каждый объект оснащается системой пожарного обнаружения и оповещения, с помощью, которой осуществляется обнаружение пожара, а также автоматическим пуском системы и автоматической подачей воды на очаг пожара.

9.2.2 Пожарная безопасность в кабельных помещениях

1) К кабельному хозяйству энергетических предприятий относятся все кабельные сооружения (этажи, тоннели, шахты, каналы, галереи, эстакады), а также кабельные линии, закрытые в специальные металлические короба или открыто проложенные по специальным кабельным конструкциям. Приказом руководителя предприятия кабельное хозяйство целиком или по участкам должно быть закреплено за соответствующими цехами для обеспечения надежной эксплуатации кабельных линий и проведения необходимых строительно-монтажных, ремонтных работ и противопожарных мероприятий.

2) Все кабельные сооружения должны регулярно осматриваться по графику, утвержденному начальником соответствующего цеха. При обнаружении нарушений мест уплотнения кабельных линий, проходящих через перегородки, перекрытия, другие строительные конструкции, немедленно должны приниматься меры к их восстановлению.

3) Кабельные сооружения должны содержаться в чистоте. Запрещается устройство каких-либо кладовых, мастерских, а также хранение материалов и оборудования, в том числе неиспользованных кабельных изделий.

4) При обнаружении попадания в кабельные сооружения воды и пара, масла, мазута или других горючих жидкостей (а также их водных эмульсий) немедленно должны приниматься меры по предотвращению их поступления.

5) Все кабельные помещения относятся к помещениям, не обслуживаемым постоянно персоналом, поэтому они должны быть закрыты. Запрещается допуск лиц для обслуживания кабельных сооружений или работы в них без согласования с начальником смены электростанции.

6) В кабельных сооружениях не реже, чем через 50 м должны быть установлены указатели ближайшего выхода. На дверях секционных перегородок должны быть нанесены указатели (схема) движения до ближайшего выхода. У выходных люков из кабельных сооружений должны быть установлены лестницы так, чтобы они не мешали проходу по тоннелю.

7) Автоматические установки пожаротушения кабельных сооружений должны эксплуатироваться на основании требований Правил пожарной безопасности для энергетических предприятий. Ремонт автоматических стационарных установок пожаротушения кабельных сооружений должен проводиться в кратчайшие сроки.

8) Гидроизоляция и дренажные устройства кабельных сооружений, обеспечивающие отвод или автоматическую откачку воды, должны быть в исправном и работоспособном состоянии.

9) При эксплуатации кабельных линий не допускается перегрев их выше допустимых норм от оборудования и источников нагрева.

10) В помещениях АСУ ТП, щитов управления и других с паркетными полами деревянные щиты должны снизу защищаться асбестом и обиваться жестью или другим огнезащитным материалом. Съемные несгораемые плиты и цельные щиты должны иметь приспособления для быстрого их подъема вручную.

10 Стандарт МЭК-61850 Область применения в части РЗА

10.1 Общие данные

МЭК 61850 является объектно-ориентированным протоколом, фокусированным на автоматизацию подстанций, и значительно расширяет возможности предшествующих стандартов МЭК. Из-за сложности программной реализации МЭК 61850, что включает реализацию целого ряда стандартов по передаче данных (MMS ISO 9506, стека протоколов ISO, GOOSE и GSSE), на рынке практически отсутствуют надежные готовые решения, позволяющие принимать данные с устройств, поддерживающих 61850.

МЭК-61850 задумывался как универсальный стандарт, который позволит упорядочить разрозненные решения различных производителей устройств релейной защиты и систем передачи данных, применяемых на подстанциях.

Стандарт получился относительно сложным именно из-за своей универсальности. Он описывает не только как передаются данные, но и закрепляет требования к описанию электрических систем на всех уровнях, начиная от уровня системы в целом, заканчивая конфигурацией отдельного терминала релейной защиты и автоматики (РЗА). Согласно этим требованиям, система описывается в понятной и стандартизированной форме. Вся информация о конфигурациях хранится в файлах определенного формата. Это приводит к тому, что разработка систем на базе 61850 проста и понятна.

Кроме того, в стандарте прописаны требования по электромагнитной совместимости, по взаимозаменяемости устройств и т. д.

Значительная часть стандарта посвящена протоколам передачи данных — MMS и GOOSE.

10.2 Передача данных по стандарту МЭК61850

Согласно 61850 устройства РЗА объединены шиной, по которой сами устройства обмениваются данными между собой и передают эти данные на верхний уровень. Такая архитектура удобна тем, что применение технологической шины значительно уменьшает количество медных проводов, что упрощает настройку, проектирование и эксплуатацию системы.

Данные от терминалов релейной защиты по станционной шине могут передаваться на верхний уровень оператору, кроме того, у контролирующих органов, имеющих соответствующий уровень доступа, есть возможность получать оперативные данные с любой подстанции и с любого терминала РЗА. Эта информация позволяет контролировать деятельность подчиненных служб, что повышает надежность энергетических объектов в целом. Возможность такого гибкого конфигурирования информационных потоков появилась, благодаря той части стандарта, которая посвящена передаче данных.

Основными протоколами передачи данных, согласно стандарту МЭК-61850, являются протоколы MMS и GOOSE.

MMS используется для передачи данных от терминалов РЗА в SCADA систему для дальнейшей визуализации, а GOOSE — для обмена данными между терминалами.

Важной особенностью протоколов является гарантированная доставка сообщений, а скорость передачи данных у MMS и GOOSE выше, чем у других протоколов передачи данных, таких как, например, Modbus.

Взаимозаменяемость отдельных компонентов системы достигается за счет стандартизации протоколов передачи данных, а также за счет жестких требований по совместимости оборудования.

Системы, построенные на 61850, проще обслуживать из-за уменьшения количества кабельных линий связи, что положительно сказывается на надежности системы в целом.

Архитектура системы интуитивно понятна, в результате разработчики и интеграторы тратят меньше времени на понимание архитектуры конкретного объекта и, как следствие, значительно снижается стоимость проектирования и интеграции.

10.3 Архитектура подстанции по МЭК 61850

МЭК 61850 представляет собой стандарт по автоматизации подстанций. Он является частью эталонной архитектуры для электроэнергетических систем Технического комитета 57 (TC57). Международной электротехнической комиссии (МЭК). Стандарт МЭК 61850 подразделяет работу подстанции на три отдельных уровня и два канала связи, как это показано на рисунке 10.1.

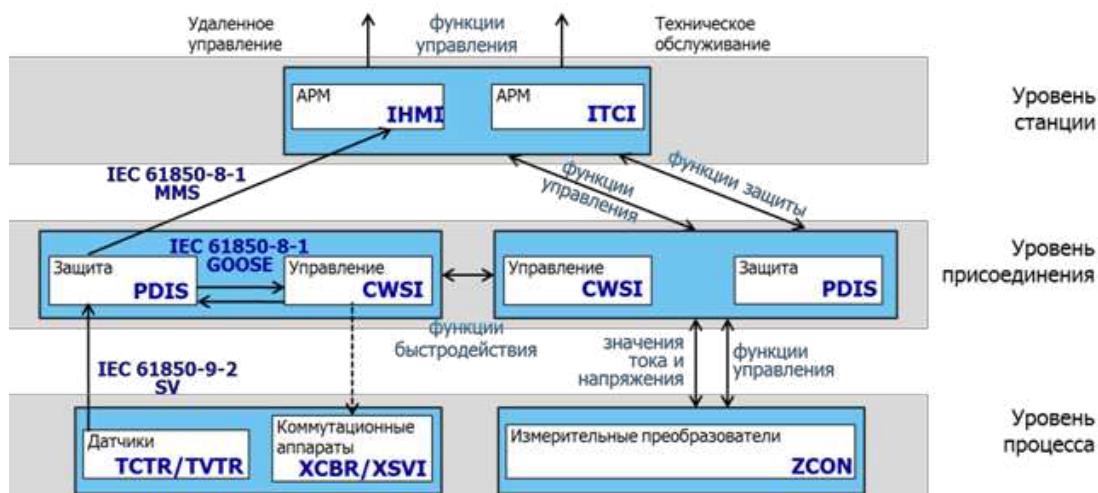


Рисунок 10.1 - Уровни и логические интерфейсы в системах автоматизации подстанции

Уровень процесса: включает в себя такие устройства, как автоматы защиты цепи и оборудование для сбора данных, используемое для измерения тока, напряжения и других параметров в различных частях подстанции.

Уровень присоединения: Уровень присоединения состоит из ИЭУ, которые считывают измерения на технологическом уровне. ИЭУ могут принимать локальные решения управления, передавать данные на другие ИЭУ или отправлять данные в SCADA-систему подстанции для дальнейшей обработки и мониторинга.

Общестанционный уровень: На этом уровне находятся SCADAсерверы и операторские панели, а также люди-операторы (при необходимости), которые проводят мониторинг статуса подстанции.

Шина процесса: Шина процесса обрабатывает сообщения между уровнем процесса и уровнем ячейки. Шина станции: Шина станции занимается обработкой обмена данными между уровнем ячейки и общестанционным уровнем.

Датчики сбора информации на уровне процесса передают данные о значениях тока и напряжения на уровень присоединения, где их обрабатывают устройства мониторинга. По результатам проверки значений при обнаружении ошибки подается сигнал в устройства релейной защиты и автоматики, при помощи функции защиты отправляются данные на уровень станции. Через функции управления АРМ сообщает на уровень присоединения в устройства управления и далее на уровень процесса команду, например, «выключить коммутационные аппараты».

Таким образом, обязательно должны быть учтены такие составляющие полного времени передачи сигнала по сети как:

- время кодирования поступившего сигнала от уровня процесса;
- время передачи сигнала по сети связи;
- время декодирования полученных данных и их передачи в другие устройства.

–

10.4 Характеристики передачи данных

Протоколы передачи, отвечающие за передачу данных определенного типа, являются одним из важнейших аспектов стандарта МЭК 61850. Абстрактные модели данных, определяемые в МЭК 61850, могут быть соотнесены с рядом протоколов:

- MMS: Данный протокол используется для передачи данных о статусе подстанции в целях мониторинга.
- GOOSE: Данный протокол позволяет передавать критически важные данные, напр. управляющие или предупреждающие сигналы.
- SMV: Этот протокол позволяет передавать данные измерительных систем о значении тока и напряжения. Эти протоколы могут передаваться по высокоскоростным сетям на базе протоколов TCP/IP в целях обеспечения быстрого времени отклика.

Скорость обмена информацией повышается на несколько порядков благодаря переходу от последовательных интерфейсов со скоростью не более 0,0192 Мбит/с к Ethernet со скоростью 100 Мбит/с. Значительно сокращается

время считывания аварийных осциллограмм, что существенно ускоряет и упрощает разбор аварийных ситуаций

10.5 Использование стандарта в энергосистеме

Использование стандарта МЭК 61850 в энергосистеме регламентирует стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.10.256-2018 «Технические требования к аппаратно-программным средствам и электротехническому оборудованию ЦПС»

Общие требования:

1. Требования устойчивости к климатическим воздействиям.

Для шкафов ЦПС наружного исполнения (ШПАС, ШПДС, ЭТТ, ЭТН), категория размещения 1 по ГОСТ 15150, требования устойчивости к климатическим воздействиям в процессе функционирования приведены в таблице 10.1.

Таблица 10.1 – Требования устойчивости к климатическим воздействиям в процессе функционирования

Наименование показателя	Значение
1	2
Климатическое исполнение по ГОСТ 15150	УХЛ; О
Верхнее предельное рабочее значение температуры воздуха, °С	
- исполнение УХЛ 1	+ 45
- исполнение О 1	+ 60
Нижнее предельное рабочее значение температуры воздуха, °С	- 70
. Верхнее значение относительной влажности - исполнение УХЛ 1	100 % при 25 °
- исполнение О 1	С 100 % при 35 °С

2. Требования устойчивости к механическим воздействиям.

Требования устойчивости устройств ЦПС к механическим воздействиям в процессе функционирования в зависимости от места расположения согласно ГОСТ 17516.1 приведены в Таблице 10.2.

Таблица 10.2 – Требования устойчивости к механическим воздействиям.

Наименование показателя	Значение		
	для устройств, расположенных вблизи КА	для устройств, расположенных в ОПУ	для устройств, встраиваемых в СЭТО
1	2	3	4
1. Группа механического исполнения	M43	M40	M7
2. Синусоидальная вибрация, диапазон частот, Гц/максимальная амплитуда ускорения, мс	1,0-100/10	0,5-100/2,5	0,5-100/10
3. Удары одиночного действия, пиковое ударное ускорение, м/с ² /длительность действия ударного ускорения, мс	100/2-20	30/2-20	-
4. Удары многократного действия, пиковое ударное ускорение, м/с ² /длительность действия ударного ускорения, мс	-	-	30/2-20
5. Сейсмостойкость, баллов, не хуже при уровне установки над нулевой отметкой, м	9 0-10		

3. Требования к диэлектрическим свойствам.

Сопротивление изоляции нового устройства между независимыми цепями и каждой независимой цепью и корпусом, при постоянном напряжении 500 В должно составлять не менее 100 Мом согласно ГОСТ ИЕС 60255-5.

4. Требования к электромагнитной совместимости.

Устройства уровня технологического процесса на ЦПС могут иметь следующие порты прохождения помех: корпуса, электропитания, соединения с высоковольтным оборудованием, полевого соединения, функционального заземления. Устройства уровня присоединения процесса на ЦПС могут иметь следующие порты прохождения помех: корпуса, электропитания, локального соединения. Устройства стационарного уровня на ЦПС могут иметь следующие порты прохождения помех: корпуса, электропитания, локального соединения, соединения с линиями связи

5. Требования к электропитанию постоянным оперативным током.

Электропитание устройств ЦПС 110 – 750 кВ должно осуществляться от СОПТ. Питание устройств нижнего уровня (ПАС, оптические ТТ) допустимо осуществлять по волоконно-оптическому кабелю.

Требования к электропитанию устройств ЦПС постоянным оперативным током согласно ГОСТ Р 51317.6.5, СТО 56947007-29.240.044- 2010 приведены в Таблице 10.3.

Таблица 10.3 – Требования к электропитанию устройств ЦПС постоянным оперативным током.

Наименование показателя	Значение
1	2
1. Номинальное напряжение, В	220
2. Допустимые длительные отклонения напряжения, %	-20 ... +10
3. Допустимый размах пульсаций напряжения по ГОСТ Р 51317.4.17, %	10
4. Провалы напряжения электропитания	
- в течение 0,1 с, % от номинального	60
- в течение 1,0 с, % от номинального	30
5. Допустимый перерыв питания без перезапуска, с	0,5

Устройства ЦПС должны иметь защиту от подачи напряжения питания обратной полярности.

6. Требования к надежности.

Устройства ЦПС должны быть предназначены для функционирования в непрерывном длительном режиме с учетом периодического технического обслуживания. Регламент и периодичность технического обслуживания должна быть приведена производителем в комплекте эксплуатационной документации на устройство.

Надежность функционирования аппаратно-программных средств ЦПС должна обеспечиваться

- резервированием применяемых на ЦПС устройств (в том числе резервированием каналов передачи данных);
- диагностикой коммуникационной инфраструктуры ЦПС;
- функционированием систем самодиагностики применяемых на ЦПС устройств перед вводом этих устройств в работу и затем в постоянно в фоновом режиме;
- автоматическим восстановлением после сбоев (перезапуском);
- применением восстанавливаемых устройств (путем замены ТЭЗ);
- применением типовых проектных решений для проектирования и конфигурирования оборудования системы защиты и управления ЦПС;
- применением оборудования, имеющего сертификат соответствия стандарту МЭК 61850;
- проведением испытаний и проверки качества оборудования, предназначенного для применения на ЦПС, на соответствие техническим требованиям ПАО «ФСК ЕЭС».

7. Требования электробезопасности.

Требования электробезопасности МП устройств РЗА согласно ГОСТ 12.2.007.0 приведены в Таблице 10.4.

Таблица 10.4 – Требования электробезопасности

Наименование показателя	Значение
1	2
Значение сопротивления между заземляющим болтом (винтом, шпилькой) и каждой доступной прикосновению металлической нетоковедущей частью устройства, которая может оказаться под напряжением, Ом, не более	0,1
Класс (по способу защиты человека от поражения электрическим током)	0I

Устройства ЦПС должны иметь визуальную индикацию своей работоспособности: нормального режима – световой сигнал зеленого цвета, неисправности – световой сигнал красного цвета.

8. Требования пожаробезопасности

Требования пожаробезопасности устройств ЦПС согласно ГОСТ 12.1.004 должны обеспечиваться применением негорючих и трудногорючих материалов, исключением использования легковоспламеняющихся материалов, а также проведением испытаний поставляемого оборудования ЦПС на пожароопасность.

Должны проводиться следующие испытания устройств ЦПС на пожароопасность:

- нагретой проволокой в соответствии с ГОСТ 27483;
- горелкой с игольчатым пламенем в соответствии с ГОСТ 27484;
- на плохой контакт при помощи накаливаемых элементов в соответствии с ГОСТ 27924.

9. Требования информационной безопасности.

Программно-аппаратные средства ЦПС должны разрабатываться в соответствии с требованиями ГОСТ Р 56939 для предотвращения появления (или устранения) уязвимостей встроенного и пользовательского ПО.

Управляющая система ЦПС должна отвечать минимально необходимым организационным и техническим требованиям к обеспечению информационной безопасности автоматизированных систем технологического управления, используемых для функционирования электросетевого комплекса ПАО «ФСК ЕЭС».

Перед формированием требований к подсистеме информационной безопасности ЦПС должна производиться оценка в соответствии с перечнем показателей критериев значимости масштаба возможных последствий в случае возникновения компьютерных инцидентов в порядке, указанном в 4.9.4 Постановлении Правительства РФ от 08.02.2018 № 127 «Об утверждении Правил категорирования 22 объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации, а также перечня показателей критериев значимости объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации и их значений»

Требования к подсистеме безопасности ЦПС должны включаться в техническое задание на создание ЦПС и (или) техническое задание (частное техническое задание) на создание подсистемы безопасности ЦПС.

Требования к обеспечению безопасности должны содержать:

- цель и задачи обеспечения безопасности ЦПС или подсистемы безопасности ЦПС;
- категорию значимости ЦПС, как объекта КИИ;
- перечень нормативных правовых актов, методических документов и национальных стандартов, которым должен соответствовать ЦПС;
- перечень типов объектов защиты ЦПС;
- организационные и технические меры, применяемые для обеспечения безопасности ЦПС;
- стадии (этапы работ) создания подсистемы безопасности ЦПС;
- требования к применяемым программным и программно-аппаратным средствам, в том числе, средствам защиты информации;
- требования к защите средств и систем, обеспечивающих функционирование ЦПС (обеспечивающей инфраструктуре);
- требования к информационному взаимодействию ЦПС с иными объектами КИИ, а также иными информационными системами, автоматизированными системами управления или информационнотелекоммуникационными сетями.

Проектирование подсистемы безопасности ЦПС должно осуществляться в соответствии с техническим заданием на создание ЦПС и (или) техническим заданием (частным техническим заданием) на создание подсистемы безопасности ЦПС с учетом модели угроз безопасности информации и категории значимости ЦПС.

Формирования требований, разработки и внедрения подсистемы безопасности ЦПС должно производиться в соответствии с порядком, установленным приказом ФСТЭК России от 25.12.2017 № 239 «Об утверждении Требований по обеспечению безопасности значимых объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации».

10.6 Достоинства стандарта

Основным требованием к системе сбора данных в стандарте является обеспечение способности микропроцессорных электронных устройств к обмену технологическими и другими данными. Стандарт предъявляет следующие требования к системе:

- Высокоскоростной обмен данными микропроцессорных электронных устройств между собой (одноранговая связь).
- Привязка к подстанционной ЛВС.
- Высокая надежность.
- Гарантированное время доставки.

- Функциональная совместимость оборудования различных производителей.
- Средства поддержки чтения осциллограмм.
- Средства поддержки передачи файлов.
- Конфигурирование / автоматическое конфигурирование.
- Поддержка функций безопасности.

10.7 Вывод

Предлагаемое решение по комплексной автоматизации используемых на подстанциях распределительных устройств с применением цифровой информационной системы на основе протокола МЭК 61850 позволяет решить задачи телемеханики, учета и контроля качества электроэнергии, релейной защиты и автоматики на едином программно-аппаратном комплексе. Обеспечивается гибкость решений (функциональность устройств системы задается программно и может быть оперативно изменена, в том числе в процессе эксплуатации), распределенность (устройства устанавливаются в соответствующие им места и связываются единой информационной шиной), технологичность (ячейка автоматизируется в процессе производства на заводе и поставляется готовой для работы в соответствии со стандартом МЭК 61850), экономичность (стоимость оборудования, обеспечивающего комплексную автоматизацию цифровой ячейки, ниже, чем при использовании «традиционных» технологий).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Рассчитаны и определены показатели, выбраны элементы и параметры Деминиканской ГЭС, с плотиной высотой 109,2 м на реке Олёкма, являющейся сооружением I класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчётных расходов для основного обеспеченностью 0,1% и поверочного 0,01% обеспеченности случаев: $Q_{0,1\%} = 14775$ м³/с., $Q_{0,01\%} = 16529$ м³/с.

В ходе водно-энергетических расчётов выбрана установленная мощность Деминиканской, а также определена зона её работы в суточных графиках нагрузки. Установленная мощность составила 1045 МВт. Определён уровень мёртвого объёма, отметка которого составила 80,65 м. Полезный объём при отметке НПУ составляет 21,0 млн.м³. Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составила 7,77 млрд. кВт·ч.

На следующем этапе определено оптимальное число и тип гидроагрегатов гидроэлектростанции. Для этого построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

- максимальный – 95,0 м;
- расчётный – 77,1 м;
- минимальный – 62,2 м.

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС, соответствующий расчётному напору, составляет 1254 м³/с.

Выбрана гидротурбина ПЛД115б-В45°-800. По результатам расчётов оптимальным оказался вариант с 3 гидроагрегатами, диаметрами рабочих колёс 8,0 м.

Для выбранной поворотной-лопастной диагональной турбины с синхронной частотой вращения 93,8 об/мин рассчитан серийный гидрогенератор СВ 900/260-32 с номинальной активной мощностью 335 МВт.

Далее выбрана структурная схема ГЭС с единичными блоками и принята схема распределительного устройства на 6 присоединений (три воздушных линии, три генераторных присоединения) КРУЭ 500 кВ – полуторная цепочка. По справочным данным и каталогам выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ 400000/500-У1, трансформаторы собственных нужд ТСЗ 4000/35 У1

В качестве генераторного выключателя, принят элегазовый выключатель ВГГ-20-90/20000 УЗ производства российской машиностроительной компании ЗАО «ЗЭТО».

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Деминиканская ГЭС спроектирована по плотинной схеме.

В состав сооружений входят:

- водосливная бетонная плотина;
- левобережная глухая бетонная плотина;
- правобережная глухая бетонная плотина;
- стационарная плотина;
- глубинные водосбросы;
- машинный зал приплотинного типа.

На данном этапе расчётным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы – 71,0 м;
- отметка подошвы водосливной плотины – 8,00 м;
- отметка гребная водослива – 98,00 м;
- число водосливных отверстий – 12;
- ширина водосливных отверстий – 14,0 м;
- отметка гребня плотины – 117,20 м.

В этом же разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном сочетании нагрузок. При расчёте плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Таким образом, плотина Деминиканской ГЭС отвечает требованиям надёжности.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГЭС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

Оценка эффективности капиталовложений в такое масштабное производство, как гидроэнергетика показывает, в лучшем случае:

- срок окупаемость – 10 лет;
- себестоимость электроэнергии – 0,47 руб./кВт·ч;
- удельные капиталовложения – 119000 руб./кВт.

Из этого можно сделать вывод, что строительство Деминиканской ГЭС является обоснованным, в том числе с точки зрения экономических показателей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов/ А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затеева, Б.И. Силаев. – Саяногорск: СШФ КГТУ, 2005. – 174 с.
2. Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Севера-Запада. [Электронный ресурс] // АО «Системный оператор Единой энергетической системы» – Режим доступа: <http://so-ups.ru/>.
3. Использование водной энергии: учебное пособие в задачах и упражнениях. В 2 ч. Ч. 1. Водно-энергетические расчёты режимов ГЭС / сост. Ю.А. Секретарёв, А.А. Жданович, Е.Ю. Затеева, С.В. Митрофанов. – Саяногорск; Черёмушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2014. – 108с.
4. Орахелашвили, Б.М. Гидромашины: методические указания по курсовому проектированию / Б.М. Орахелашвили. – Саяногорск: СШФ СФУ, 2011. – 28 с.
5. Ковалев, Н.Н. Проектирование гидротурбин: учеб. пособие / Н.Н. Ковалев. – Л.: Машиностроение, 1974. – 279 с.
6. Щавелев Д.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие – Л: Москва Энергоатомиздат 1988.
7. Бальзанников, М. И. Сооружения деривационной ГЭС (выбор основных параметров и их расчет) : учеб. пособие / М. И. Бальзанников, С. В. Евдокимов, А. А. Орлова. – Москва : Издательский дом МЭИ, 2007. – 64 с.
8. Васильев Ю.С., Претро Г.А. Проектирование зданий станции: учебное пособие – Ленинград 1991.
9. Бусырев А. И. Выбор основных параметров и основы проектирования вертикальных реактивных гидротурбин: учеб. пособие / А.И. Бусырев, В.А. Долгополов.- Л.: ЛПИ, 1988. – 96 с.
10. СТО 172302282.27.140.022-2008: Здания ГЭС и ГАЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. – Введ. 30.07.2008 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 20 с.
11. Бабанов О.С. Турбины гидравлические вертикальные поворотнo-лопастные осевые: отраслевой стандарт / ОСТ 108.023.105-84 – Введ. 01.07.1984 – Машиностроение, 1985 – 6 с.
12. СТО РусГидро 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 30.07.2012 – Москва: ОАО «РусГидро», 2007 – 20 с.
13. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта. – Введ. 06.12.2007 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 20 с.

14. Каталог «Трансформаторы сухие ТСЛ ВН 6/10 кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Энерго-Завод». – Режим доступа: <http://energo-zavod.com>.
15. Каталог «Трансформаторы силовые масляные -110 кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Уралэлектротяжмаш». – Режим доступа: <http://www.uetm.ru>.
16. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей : учебное пособие для вузов / Д. Л. Файбисович. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва : Издательство НЦ ЭНАС, 2012. – 314 с.
17. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ.- Введ. 01.01.2007. – Москва :Стандартинформ, 2007. – 59 с.
18. Каталог «Высоковольтная аппаратура» [Электронный ресурс] // ООО «ЭнергоСпецКомплект». – Режим доступа: <http://www.energospes.ru>.
19. СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.
20. СТО 56947007-29.240.10.249-2017 Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций. – Введ. 28.09.2017 – Москва ПАО «ФСК ЕЭС»,2017 – 19 с.
21. Национальный стандарт РФ. ГОСТ Р 56302-2014 Оперативно-диспетчерское управление диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики – Москва: Стандартинформ, 2015 г.
22. Национальный стандарт РФ. ГОСТ Р 56303-2014 Оперативно-диспетчерское управление нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики – Москва: Стандартинформ, 2015 г.
23. Национальный стандарт РФ. ГОСТ Р 57114-2016 Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологическое управление. Термины и определения – Москва: Стандартинформ, 2016 г.
24. Правила устройства электроустановок : изд. 7. – Москва : ДЕАН, 2013. – 706 с.
25. Чернобровов Н. В. Ч-49 Релейная защита. Учебное пособие для техникумов. Изд.5-е, перераб. и доп. М., «Энергия», 1974. 680 с. С ил.
26. Каталог «РЗА станционного оборудования» [Электронный ресурс] //ООО НПП «ЭКРА». – Режим доступа: «<https://www.ekra.ru>».
27. СП 38.13330.2012 «Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов)». Актуализированная редакция СНиП 2.06.04 – 82. – М.: Минрегион России, 2012.
28. Справочник по гидравлическим расчетам / под ред. П. Г. Киселева. -М.: Энергия, 1974. - 312 с.
29. СП 23.13330.2011 «Основания гидротехнических сооружений». Актуализированная редакция СНиП 2.02.02 – 85. – М.: Минрегион России, 2012.

30. СП 39.13330.2012 «Плотины из грунтовых материалов». Актуализированная редакция СНиП 2.06.05 – 84. – М.: Минрегион России, 2012.
31. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003 (с Изменением N 1) – М.: ОАО ЦПП.
32. СП 41.13330.2012 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.06.08-87. – Введ. 01.01.2013 – Москва: ОАО ЦПП, 2012. – 69 с.
33. Гидротехнические сооружения. Часть 2: учебник для вузов / Л. Н. Рассказов [и др.]. – Москва: Издательство Ассоциаций строительных вузов, 2008. – 528 с.
34. Гидротехнические сооружения. Проектирование гидротехнических сооружений в составе гидроузла: методические указания по выполнению курсового проекта и выпускной квалификационной работы / сост. Т.А. Лыбина, Н.П. Ульянова, В.Б. Затеев. – Саяногорск; Черёмушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2016. –64 с.
35. Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»
36. «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113.
37. Часть вторая Налогового кодекса Российской Федерации от 5 августа 2000 г. N 117-ФЗ //Текст части второй Налогового кодекса опубликован в "Российской газете" от 10 августа 2000 г. N 153-154.
38. СТО РусГидро 06.01.99-2013 Гидроэлектростанции. Методические указания по учету стока воды. – Введ. 28.04.2014 – Москва – 97с.
39. Технические правила. Механическое оборудование и специальные стальные конструкции гидротехнических сооружений. Изготовление. Монтаж и приемка. [Электронный ресурс] // ОАО «Трест Гидромонтаж». – Режим доступа: <http://en-doc.ru/rd-153-34-2-31-401-2002>.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Водно–энергетические расчеты

Таблица А.1 – Водно - энергетические расчеты режима работы проектируемой ГЭС в маловодном году

t мес	Qпр.90%	Q _{влхр}	ΔQпотр	ΔQф	ΔQисп	ΔQлд	Qвхк	QГЭС	Qнб	Vвб Н	ΔV	Vвб К	Zвб Н	Zвб к	Zвб ср	Zнб	H	НГЭС гар	t сут	tc
VIII	426	477	2	1,5	2	1	421	900	898		900	47,62	1,28	46,34	110,00	108,53	109,3	15,5	92,7	733
IX	513	389	2	1	0	0	510	900	899		900	46,34	1,01	45,34	108,53	107,38	108,0	15,5	91,4	723
X	388	365	1	1	0	-2	384	750	749		750	45,34	0,98	44,36	107,38	106,25	106,8	14,8	91,0	600
XI	35	998	1	1	0	-4	29	600	1027		1028	44,36	2,59	41,77	106,25	103,29	104,8	16,0	87,7	792
XII	44	1452	1	1	0	-5	37	600	1489		1490	41,77	3,89	37,88	103,29	98,54	100,9	20,0	79,8	1045
I	9	1595	1	1	0	-2	5	600	1600		1601	37,88	4,27	33,61	99	92,44	95,5	20,2	74,2	1045
II	9	1295	1	1	0	0	7	600	1302		1303	33,61	3,13	30,48	92,44	87,48	90,0	19,7	69,2	792
III	17	737	1	1	3	0	12	750	749		750	30,48	1,97	28,50	87,48	83,98	85,7	17,6	67,0	442
IV	31	724	2	1,5	4	1	25	750	749		750	28,50	1,88	26,63	83,98	80,65	82,3	17,6	63,6	419
V	4601	-3600	2	1,5	4	2	4595	900	995		997	26,63	-9,64	36,27	80,65	96,23	88,4	15,9	71,5	626
VI	5085	-4173	2	1,5	5	5	5082	900	909		910	36,27	-10,82	47,09	96,23	109,38	102,8	15,5	86,2	689
VII	1114	-200	2	1,5	5	4	1109	900	909		911	47,09	-0,54	47,62	109,38	110,00	109,7	15,5	93,1	745
Zвб min=УМО окончат.													80,65	м						

Окончание Приложения А

Таблица А.2 – Водно - энергетические расчеты режима работы проектируемой ГЭС в средневодном году

t мес	Q50%	Qвдхр	$\Delta Q_{потр}$	$\Delta Q_{исп}$	$\Delta Q_{ф}$	$\Delta Q_{лд}$	Qвхк	QГЭС	Qнб	VH	ΔV	VK	Zвб н	Zвб к	Zвб ср	Zнб	H	НГЭС	Э, МВт·ч	t сут	tc
VIII	480	450	2	1,5	2	1	475	900	925	0	927	47,62	1,21	46,42	110,00	108,62	109,3	15,6	92,6	754	733
IX	1644	-350	2	1	0	0	1641	900	1291	0	1292	46,42	-0,91	47,32	108,62	109,66	109,1	17,0	91,1	1035	723
X	952	100	1	1	0	-2	948	750	1048	0	1049	47,32	0,27	47,06	109,66	109,35	109,5	16,1	92,3	852	600
XI	240	752	1	1	0	-4	234	600	986	0	987	47,06	1,95	45,11	109,35	107,11	108,2	15,8	91,3	792	792
XII	100	1319	1	1	0	-5	93	600	1412	0	1413	45,11	3,53	41,57	107,11	103,06	105,1	19,9	84,1	1045	1045
I	79	1416	1	1	0	-2	75	600	1491	0	1492	41,57	3,79	37,78	103,06	98,39	100,7	20,0	79,6	1045	1045
II	72	1114	1	1	0	0	70	600	1184	0	1185	37,78	2,69	35,09	98,39	94,55	96,5	19,4	76,0	792	792
III	113	1588	1	1	3	0	108	750	1696	0	1697	35,09	4,25	30,83	94,55	88,11	91,3	20,3	69,9	1044	442
IV	267	1623	2	1,5	4	1	261	750	1884	0	1885	30,83	4,21	26,63	88,11	80,65	84,4	20,5	62,8	1041	419
V	5384	-4400	2	1,5	4	2	5379	900	979	0	980	26,63	-11,78	38,41	80,65	99,29	90,0	15,8	73,1	629	626
VI	9158	-2450	2	1,5	5	5	9154	900	1204	5500	6706	38,41	-6,35	44,76	99,29	106,72	103,0	21,3	80,6	855	689
VII	2108	-1067	2	1,5	5	4	2103	900	936	100	1038	44,76	-2,86	47,62	106,72	110,00	108,4	16,0	91,2	752	745
Эср.многолет=																			7,7	млрд кВт·ч	

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Параметры и характеристика гидротурбины

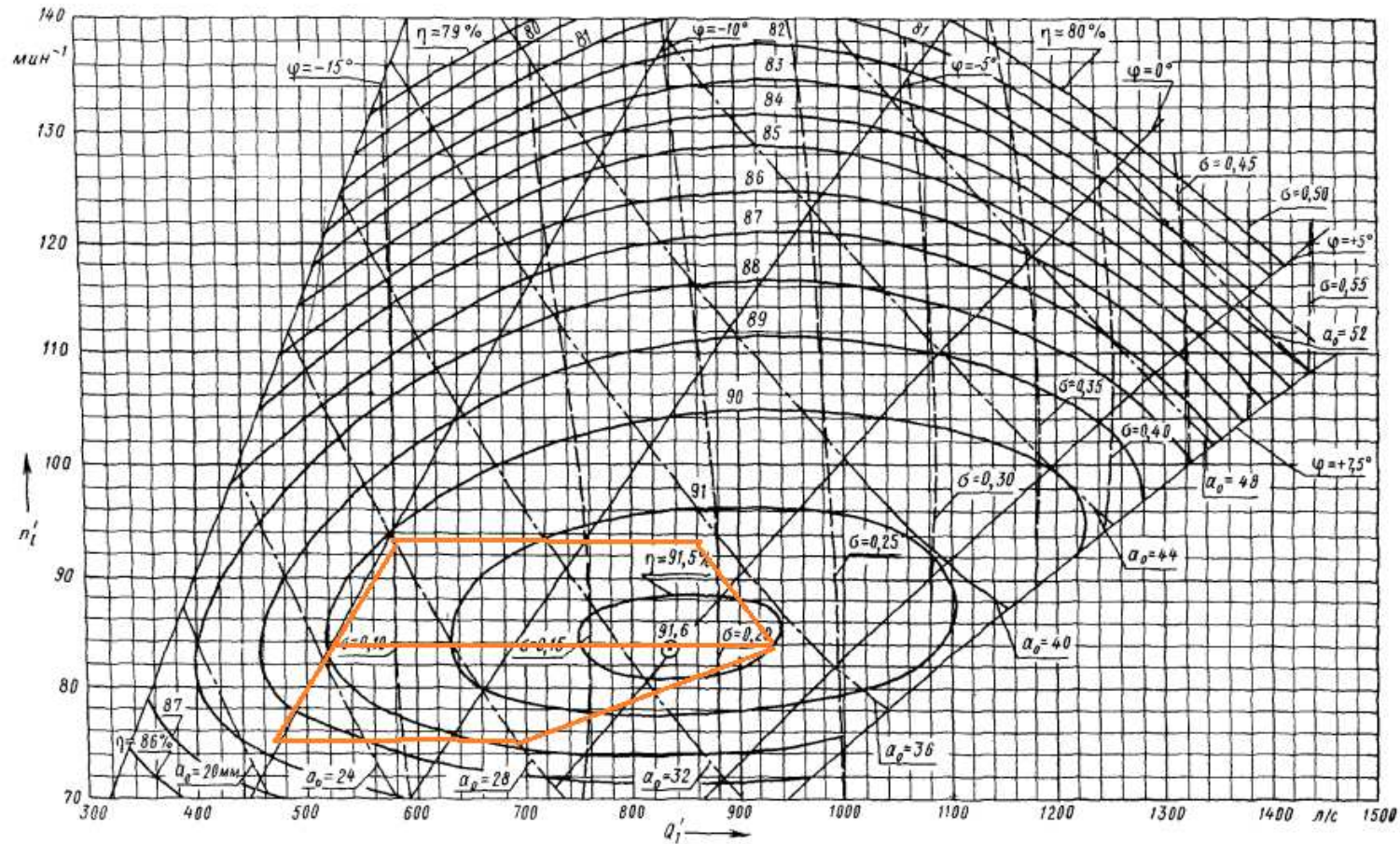


Рисунок Б.1 – Главная универсальная характеристика ПЛД1156-В45°-800

Продолжение Приложения Б

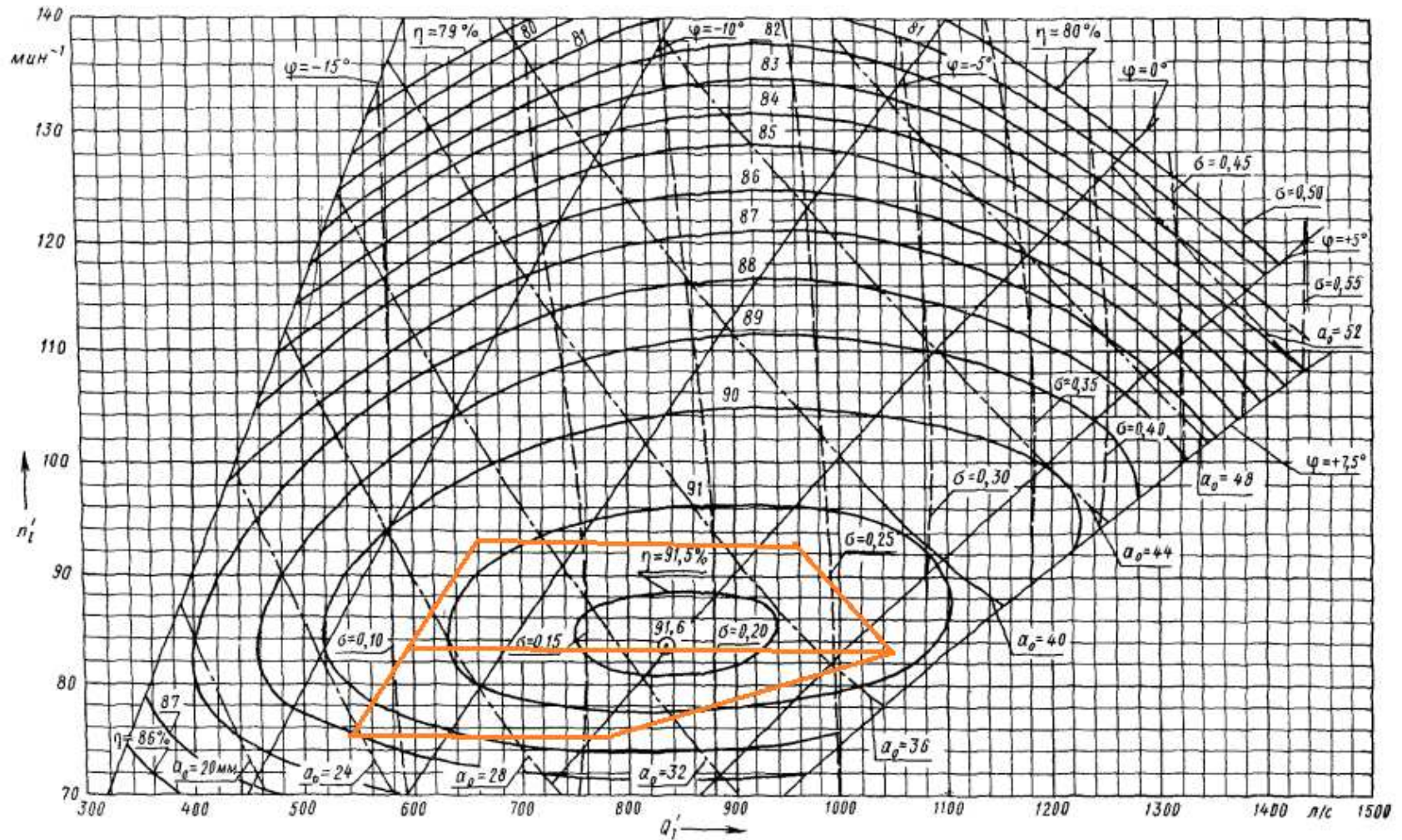


Рисунок Б.2 – Главная универсальная характеристика ПЛД1156-В45°-800

Окончание Приложения Б

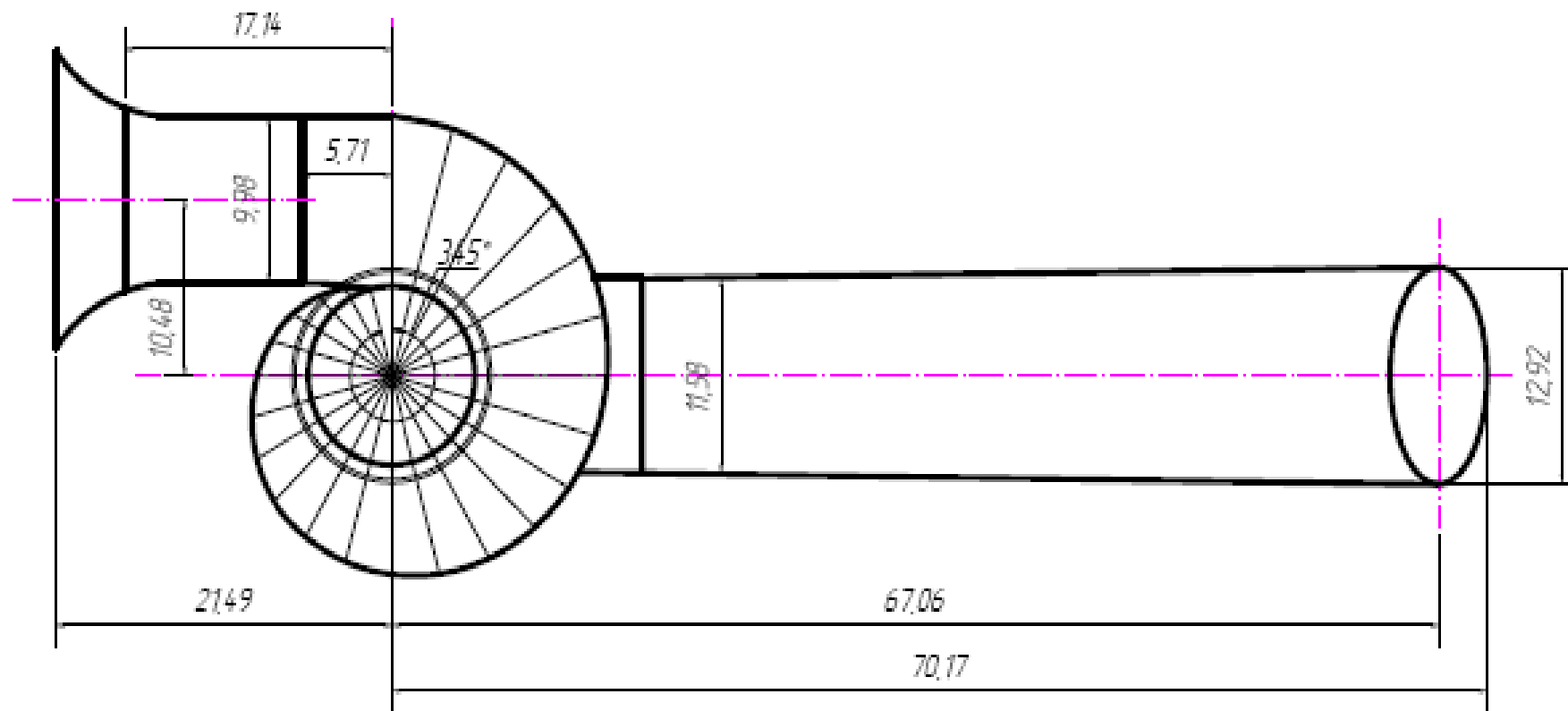
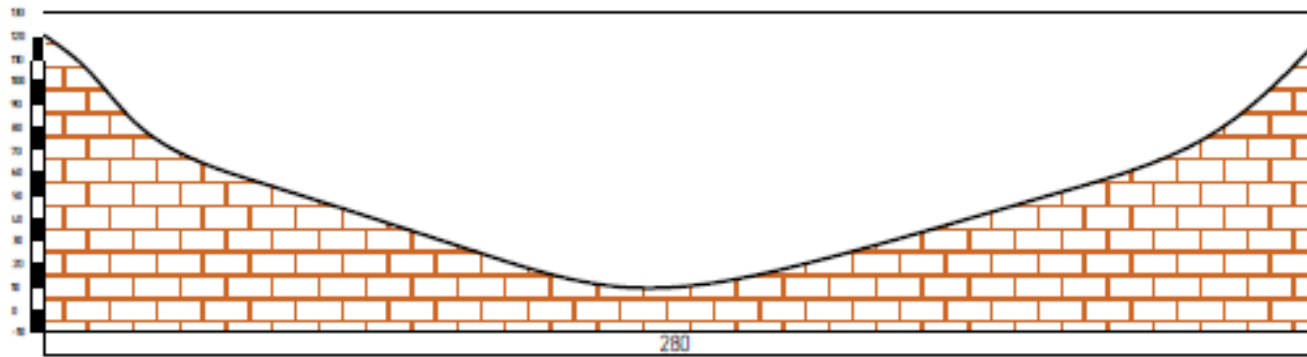


Рисунок Б.3 – План спиральной камеры

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Геологический разрез по створу плотины реки Олёкма



Условные обозначения:

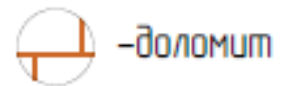


Рисунок В.1 – Геологический разрез по створу плотины реки Олёкма

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

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 А.А. Ачитаев
подпись инициалы, фамилия

« 02 » 07 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ДЕМИНИКАНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ОЛЁКМА.
СТАНДАРТ МЭК-61850 ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ В ЧАСТИ РЗА**

Руководитель  02.07.20
подпись, дата

Доцент кафедры ГГЭЭС
Саяно-Шушенского филиала СФУ
должность, ученая степень

А.А. Ачитаев
инициалы, фамилия

Выпускник  02.07.20
подпись, дата

А.В. Волков
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Деминиканской ГЭС на реке Олёкма. Стандарт МЭК-61850 Область применения в части РЗА».

Консультанты по
разделам:

Консультант руководителя БР

Водно–энергетические расчёты

Зсид 28.06.20 Е.И. Зсидев
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

А.В. 02.07.20 А.В. Мясоедов
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

Мича Т.А. Мичаев
подпись, дата инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

С.В. С.В. Мухомов
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

Уд 02.07.20 Н.П. Усманова
подпись, дата инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

В М.В. Петров
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

К.В. 02.07.20 К.В. Карелин
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико–экономическое обоснование

В.В. 02.07.20 В.В. Манаев
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер

М.А. 02.07.20 М.А. Манаева
подпись, дата инициалы, фамилия