

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ
институт

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ И.Ю. Погоняйченко
подпись
«__» _____ 2018 г.


БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника
код - наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ВОСТОЧНОЙ ГЭС НА РЕКЕ СЕЛЕМДЖА.
ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО РАЦИОНАЛЬНОМУ ИСПОЛЬЗОВАНИЮ ВОДЫ
ПРИ ГОДОВОМ РЕГУЛИРОВАНИИ, ОЦЕНКА ПОТЕРЬ ВОДЫ НА
ГИДРОУЗЛАХ И МЕТОДЫ ИХ СНИЖЕНИЯ

тема

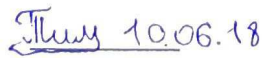
Руководитель

 10.06.18
подпись, дата

доцент
должность
кафедры ГГЭС
СШФ СФУ

В. И. Татарников
инициалы, фамилия

Выпускник

 10.06.18
подпись, дата

Н. Г. Тимофеева
инициалы, фамилия

Саяногорск, Черемушки 2018

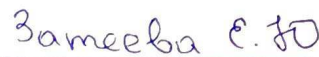
Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Восточной ГЭС на реке Селемджа. Предложения по рациональному использованию воды при годовом регулировании, оценка потерь воды на гидроузлах и методы их снижения».

Консультанты по
разделам:

Водно-энергетические расчёты



подпись, дата

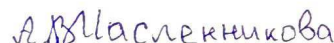


инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
энергетическое оборудование



подпись, дата



инициалы, фамилия

Электрическая часть




подпись, дата



инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика



подпись, дата



инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и гидроузла



подпись, дата

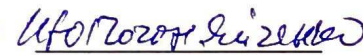


инициалы, фамилия

Охрана труда и пожарная безопасность



подпись, дата



инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели




подпись, дата



инициалы, фамилия

Нормоконтролер



подпись, дата



инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ ВОСТОЧНОЙ ГЭС	45
ВВЕДЕНИЕ	47
1 Общие сведения	48
1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла	48
1.2 Гидрологические данные	48
1.3 Инженерно – геологические условия	51
1.4 Данные по энергосистеме	51
2 Гидрологические расчёты	52
2.1 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока	52
2.2 Построение суточных графиков нагрузки и интегральная кривая нагрузки энергосистемы	55
2.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы	56
2.4 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы	58
2.5 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС	60
3 Основное и вспомогательное оборудование	62
3.1 Построение режимного поля	62
3.2 Выбор системы и количества гидроагрегатов	63
3.3 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины	67
3.4 Выбор типа серийного гидрогенератора	68
3.5 Выбор МНУ и электрогидравлического регулятора	68
3.6 Выбор геометрических размеров машинного зала	69
4 Электрическая часть	70
4.1 Выбор структурной схемы ГЭС	70
4.2 Выбор повышающих трансформаторов	70
4.2.1 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком	70
4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком	72
4.2.3 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с объединенным блоком	72
4.3 Выбор синхронных генераторов	74
4.4 Выбор трансформаторов собственных нужд для схем с одиночным и объединенным блоком	74
4.5 Выбор главной схемы на основании технико-экономического расчёта	74
4.6 Выбор количества отходящих воздушных линий РУ ВН и марки проводов воздушных линий	75
4.7 Выбор схемы РУ ВН	77
4.8 Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в РУ ВН в программном комплексе «RASTR WIN 3»	77

4.9	Выбор и проверка электрических аппаратов в главной схеме.....	79
4.9.1	Определение токов рабочего и утяжеленного режимов.....	79
4.9.2	Выбор выключателей и разъединителей 220 кВ.....	80
4.9.3	Выбор трансформаторов напряжения.....	82
4.9.4	Выбор ограничителя перенапряжения (ОПН).....	83
4.9.5	Выбор дизель генераторной установки (ДГУ).....	83
4.10	Выбор и проверка коммутационных аппаратов на генераторном напряжении.....	83
5	Релейная защита и автоматика.....	85
5.1	Перечень защит основного оборудования.....	85
5.2	Параметры защищаемого оборудования.....	87
5.3	Расчет номинальных параметров.....	88
5.4	Описание защит и расчет их уставок.....	89
5.4.1	Продольная дифференциальная защита генератора (IDG).....	89
5.4.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN (Uo)).....	91
5.4.3	Защита от повышения напряжения (U1>), (U2>).....	94
5.4.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I2).....	94
5.4.5	Защита от симметричных перегрузок(I1).....	98
5.4.6	Дистанционная защита генератора Z1 <, Z2 <.....	100
5.4.7	Защита от перегрузки обмотки ротора.....	103
5.5	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор.....	105
6	Компоновка сооружения гидроузла.....	106
6.1	Определение класса плотины и отметки гребня плотины.....	106
6.1.1	Определение класса ГТС.....	106
6.1.2	Определение типа плотины.....	106
6.1.3	Определение отметки гребня плотины.....	107
6.2	Гидравлические расчёты.....	109
6.2.1	Определение ширины водосливного фронта.....	109
6.2.2	Определение отметки гребня водослива.....	110
6.2.3	Построение профиля водосливной грани.....	111
6.2.4	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе.....	112
6.2.5	Гашение энергии способом свободно отброшенной струи.....	113
6.2.6	Проектирование донного водовыпуска.....	116
6.3	Конструирование плотины.....	117
6.3.1	Определение ширины подошвы плотины.....	117
6.3.2	Разрезка бетонной плотины швами.....	117
6.3.3	Быки.....	118
6.3.4	Устои.....	118
6.3.5	Галереи в теле плотины.....	118
6.3.6	Дренаж тела бетонных плотин.....	119
6.4	Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины.....	120

6.4.1	Противофильтрационная завеса.....	120
6.4.2	Дренажные устройства в основании в скальных грунтах	121
6.5	Определение сокращённого состава нагрузок на плотину для основного сочетания нагрузок и воздействий	122
6.5.1	Вес сооружения и затворов	122
6.5.2	Сила гидростатического давления воды.....	123
6.5.3	Равнодействующая взвешивающего давления.....	124
6.5.4	Сила фильтрационного давления.....	124
6.5.5	Давление грунта.....	124
6.5.6	Волновое давление	126
6.5.7	Расчёт прочности плотины.....	127
6.5.8	Критерии прочности плотины.....	130
6.5.9	Расчёт устойчивости плотины	131
7	Пожарная безопасность, охрана труда, техника безопасности, мероприятия по охране природы	132
7.1	Безопасность гидротехнических сооружений	132
7.2	Охрана труда.....	132
7.3	Пожарная безопасность.....	135
7.4	Охрана природы	137
8	Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации ...	139
8.1	Оценка объёмов реализации электроэнергии	139
8.2	Текущие расходы по гидроузлу	139
8.3	Налоговые расходы	141
8.4	Оценка суммы прибыли	142
8.5	Показатели коммерческой эффективности проекта	143
8.6	Бюджетная эффективность	143
8.7	Анализ чувствительности	144
9.	Предложения по рациональному использованию воды при годовом регулировании, оценка потерь воды на гидроузлах и методы их снижения ...	147
9.1	Предложения по рациональному использованию воды при годовом регулировании	147
9.2	Оценка потерь воды на гидроузлах	150
9.3	Методы снижения потерь	151
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	153
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	155
	Приложения А–Б	119–123

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ ВОСТОЧНОЙ ГЭС

1. Наименование ГЭС..... Восточная;
2. Наименование реки Селемджа;
3. Местонахождение ГЭС Амурская область;
4. Тип проектируемой установки Гидроэлектростанция;
5. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний 721 м³/с;
 - б) всех турбин..... 1914 м³/с;
 - в) максимальный с обеспеченностью: 1% 3393 м³/с;
0,1%..... 4054 м³/с;
 - г) минимальный 150 м³/с;
6. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока..... годовой;
 - б) отметка: НПУ 805 м;
ФПУ 807 м;
УМО 794,57 м
 - в) объемы:
полный 19,18 км³;
полезный 7,32 км³;
7. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный 45 м;
 - б) расчетный 32 м;
 - в) минимальный 27 м;
8. Энергетические характеристики:
 - а) мощность:
установленная..... 550 МВт;
гарантированная 277 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка энергии 2062 млн. кВт·ч;
9. Бетонная плотина (общая длина / максимальная высота):
 - а) левобережная глухая 147,5 м / 59,4 м;
 - б) правобережная глухая..... 88,0 м / 59,4 м;
 - в) станционная 160 м / 59,4 м;
 - г) глухая сопрягающая водосливную и станционную 12,5 м / 59,4 м;
 - д) водосливная 50 м / 59,4 м;
10. Водобросные сооружения
 - а) тип поверхностный водослив;
 - б) число и размер пролетов..... 4 отверстия 9×9;
 - в) общая длина..... 50 м;
 - г) максимальная высота 59,4 м;
11. Здание ГЭС:
 - а) тип здания приплотинное;
 - б) число агрегатов 6;
 - в) грунты в основании..... гранодиорит;

- г) тип спиральной камеры.....бетонная трапецеидальная;
- д) тип отсасывающей трубы изогнутая;
- е) расстояние между осями агрегатов20,3 м;

12. Основное оборудование:

- а) тип турбины.....ПЛ50-В-670;
- б) тип генератора..... СВ-1230/140-56;
- в) мощность генератора 104,5 МВт;
- г) частота вращения107,1 об/мин;
- д) тип трансформаторов..... ТДЦ-200000/220-У1;

13. Технико-экономические показатели:

- а) удельные показатели..... 27430,00 руб./кВт;
- б) себестоимость энергии21 коп/кВт·ч;
- в) срок окупаемости 7 лет.

ВВЕДЕНИЕ

Гидроэнергетика является одной из наиболее перспективных отраслей современной энергетики. Наша страна обладает огромным гидроэнергетическим потенциалом, однако степень его освоения значительно ниже, чем в других развитых странах, причём существует значительная неравномерность его освоения. В то время, как для центра характерна высокая степень освоения гидроресурсов (50%) , в таких регионах как Сибирь и Дальний Восток гидроэнергетический потенциал рек освоен на 20% и на 3% соответственно. Поэтому этому вопросу следует уделять пристальное внимание и развивать эту отрасль современной энергетики.

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. Помимо этого одной из целей было улучшение качества эксплуатации основного оборудования с помощью разработки другой измерительной аппаратуры.

1 Общие сведения

1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла

Восточная ГЭС располагается на Дальнем Востоке, на крайнем северо – востоке Амурской области. Данный район характеризуется резко континентальным климатом с муссонными чертами.

Зима в области суровая. Средняя температура января -31°C , июля $+12^{\circ}\text{C}$. Безморозный период начинается в конце июня. Экстремальные температуры, зафиксированные в районе: летом $+38^{\circ}\text{C}$, зимой $-45,4^{\circ}\text{C}$.

В среднем за год выпадает около 557 мм осадков.

1.2 Гидрологические данные

Селемджа – река в Амурской области России, левый приток Зеи. Длина – 647 км, площадь бассейна – 68,6 тыс. км².

Берёт начало на стыке хребтов Ям–Алинь и Эзоп на высоте 1525 метров. Протекает в северо-западном и юго-западном направлениях в зоне тайги и хвойно-широколиственных лесов. В верховьях, до посёлка Экимчан, — типично горная река; ниже (до села Селемджинск) — полугорная; в низовьях, протекая по северной окраине Зейско-Буреинской равнины, обретает равнинный характер.

В таблице 1.1 приведён гидрологический ряд наблюдений в период с 1936 по 1985 год.

Таблица 1.1 – Гидрологические данные по реке Селемджа

Год	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Ср
1956	57	42	40	206	919	747	1663	1523	1073	739	172	62	604
1957	59	25	27	308	869	1100	1130	1110	990	727	207	102	555
1958	66	39	44	278	957	757	1242	961	940	723	172	93	523
1959	62	45	50	313	957	1830	1760	2460	1730	969	247	144	881
1960	84	65	67	273	887	1480	1870	1690	1560	865	212	130	765
1961	70	55	71	558	777	731	1170	2760	1830	847	247	172	774
1962	100	63	60	427	1360	944	2200	2190	2270	1090	307	150	930
1963	123	112	111	346	912	795	1989	1568	1608	1008	313	166	754
1964	129	84	73	389	1780	1340	1870	1750	2400	1070	353	181	952
1965	147	100	116	456	957	832	1210	2090	1210	757	248	172	691
1966	124	83	88	360	1320	1490	2010	2130	1160	729	223	136	821
1967	77	56	73	517	1270	987	1920	1640	1470	900	269	161	778
1968	121	88	94	495	1610	1230	1780	1550	1320	759	205	146	783
1969	91	58	59	429	852	732	726	1642	1982	950	236	174	661
1970	113	78	77	367	1700	1080	1100	1240	1590	945	267	128	724
1971	82	53	46	464	847	1800	2290	2650	1160	764	258	94	876
1972	72	56	60	354	723	725	884	1035	726	722	166	113	470
1973	70	45	51	360	1150	1430	3400	3420	2960	1390	411	204	1241
1974	172	108	103	616	933	1160	1070	1380	1130	724	179	139	643
1975	79	61	76	382	1646	1330	1973	1690	1100	795	227	170	794

Окончание таблицы 1.1

1976	77	61	72	262	1220	1200	1920	2130	1260	865	272	198	795
1977	77	55	61	505	1254	1804	1554	1294	739	727	281	147	708
1978	93	60	63	355	751	722	1095	774	817	725	154	110	477
1979	57	37	46	177	847	726	722	819	723	724	143	102	427
1980	61	46	44	124	995	750	790	765	724	723	152	98	439
1981	70	46	52	472	1032	765	756	1322	1232	723	176	121	564
1982	76	52	48	546	724	972	1820	2150	1580	913	262	136	773
1983	106	73	74	234	924	1240	1770	1960	1230	780	245	113	729
1984	69	46	45	235	1200	1100	1410	1810	2340	1320	376	168	843
1985	91	78	79	320	1530	1540	2330	2690	1620	842	320	165	967

Среднее значение стока за весь период наблюдений равно 721 м³/с.

Координаты кривой связи верхнего и нижнего бьефа представлены в таблице 1.2 и на рисунках 1.1 и 1.2.

Таблица 1.2 – Координаты кривых связи верхнего и нижнего бьефа

Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа		Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа			
		зимняя		летняя	
z _{ВБ} , м	V, км ³	z _{НБ} , м	Q, м ³ /с	z _{НБ} , м	Q, м ³ /с
755,00	0,00	758,00	0	758,00	0
764,99	0,85	759,00	79	759,00	88
775,02	2,14	760,00	207	760,00	230
784,99	3,78	761,00	373	761,00	414
795,01	11,82	762,00	568	762,00	631
805,00	19,18	763,00	790	763,00	878
810,00	20,13	764,00	1036	764,00	1151
–	–	765,00	1283	765,00	1425
–	–	766,00	1553	766,00	1725
–	–	767,00	1823	767,00	2025

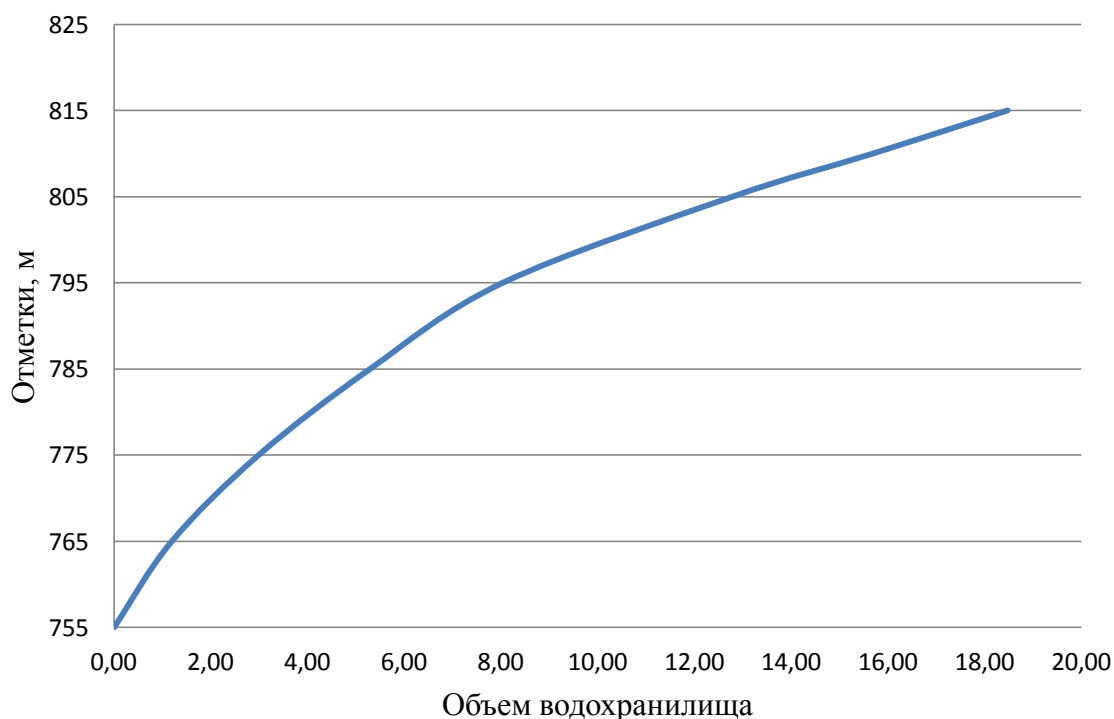


Рисунок 1.1 – Кривая связи объёмов и уровней верхнего бьефа

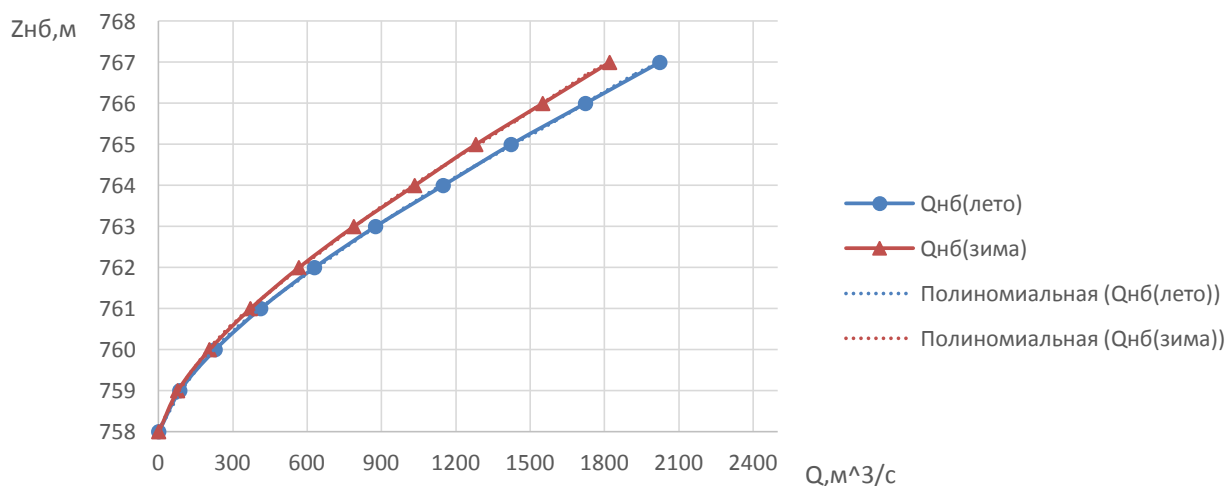


Рисунок 1.2 – Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа

Требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 1.3

Таблица 1.3 – Требования участников ВХК и потери воды

$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	250	250	250	500	500	500	500	500	500	250	250	250
Потребление из водохранилища	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Фильтрация	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Испарение	0,5	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0	0,5
Льдообразование	1	1	0	-2	-2	0	0	0	0	0	1	1

Потери напора в водопропускных сооружениях $\Delta h = 0,5$ м.
НПУ Восточной ГЭС 805 м.

1.3 Инженерно – геологические условия

В основании сооружения залегает гранодиорит. Ширина по створу 458 метров. Дно находится на отметке 755,0 метров.

1.4 Данные по энергосистеме

Восточная ГЭС предназначена для работы в составе электростанций, входящих в операционную зону Филиала ОАО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемами Востока» (далее - ОДУ Востока). Выработка электроэнергии может быть использована в основном для экспорта, поскольку энергосистема Амурской области является избыточной как по электроэнергии, так и по мощности. На территории Амурской области сосредоточены все крупные гидроэлектростанции ОЭС Востока - Зейская ГЭС (установленной мощностью 1330 МВт), Бурейская ГЭС (установленной мощностью 2010 МВт) и Нижнебурейская ГЭС (установленной мощностью 320 МВт). Имеются две крупные тепловые станции – Нерюнгринская ГРЭС (установленной мощностью 630 МВт) и Райчихинская ГРЭС (установленной мощностью 102 МВт). Энергосистема Амурской области связана Хабаровской энергосистемой по ВЛ 500 - 220 кВ, с Якутской и Читинской энергосистемами - ВЛ 220 кВ, с энергосистемой КНР - ВЛ 500 - 220 - 110 кВ. Несмотря на наличие связей по трём ВЛ 220 кВ с ОЭС Сибири, ОЭС Востока работает изолированно от ЕЭС России, т.к. указанные связи 220 кВ являются слабыми, вследствие чего по ним может происходить нарушение синхронного режима работы объединений.

Годовой максимум нагрузки: 3730 МВт;

Установленная мощность существующих ГЭС: 3660 МВт;

Резервы: нагрузочный резерв системы 1,5%, аварийный резерв системы 7%; Коэффициент мощности $kN=9,02$.

2 Гидрологические расчёты

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

Гидрограф-это график изменения во времени расходов воды в реке за несколько лет.

В соответствии с методикой выбора расчетных гидрографов нужно разделить год на два основных периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). Изначально можно считать, что к периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу. Тогда остальные месяцы составят маловодный период. Для всех лет заданного ряда принимаем одинаковые месяцы, относящиеся к периоду межени и половодья (к периоду половодья относятся V, VI, VII, VIII, IX и X месяцы; к периоду межени относятся XI, XII, I, II, III и IV месяцы). Начало года считаем с начала половодья.

Определив границы сезонов, необходимо для всех лет ряда вычислить средние расходы за год, лимитирующий сезон и период половодья. Ранжируем каждую последовательность в порядке убывания. По полученным результатам строятся эмпирические кривые обеспеченности по формуле:

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

где m – порядковый номер члена ряда расходов (среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных), ранжированного в убывающем порядке;

$n = 50$ – общее число членов ряда.

Результаты расчётов для среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов представлены в таблице 2.1.

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

Таблица 2.1 – Расчётные значения обеспеченности маловодного и средневодного года

m	P, %	Среднегодовой		Половодье		Межень	
		Год	Q _{ср.год} м ³ /с	Год	Q _{пол.} м ³ /с	Год	Q _{меж.} м ³ /с
1	2	1973	1241	1973	2292	1943	227
2	4	1985	967	1985	1759	1950	227
3	6	1964	952	1964	1702	1974	220
4	8	1962	930	1962	1676	1965	207
5	10	1952	889	1952	1642	1964	202
6	12	1959	881	1959	1618	1938	201
7	14	1971	876	1971	1585	1961	196
8	16	1984	843	1984	1530	1948	195
9	18	1941	839	1937	1527	1963	195
10	20	1943	838	1940	1508	1967	192

Окончание таблицы 2.1

m	P, %	Среднегодовой		Половодье		Межень	
		Год	Q _{ср.год} м ³ /с	Год	Q _{пол.} м ³ /с	Год	Q _{меж.} м ³ /с
11	22	1940	835	1941	1486	1941	192
12	24	1937	835	1966	1473	1968	192
13	25	1966	821	1943	1450	1946	190
14	27	1950	819	1976	1433	1973	190
15	29	1976	795	1975	1422	1977	188
16	31	1975	794	1950	1411	1982	187
17	33	1968	783	1960	1392	1962	185
18	35	1967	778	1936	1383	1985	176
19	37	1961	774	1968	1375	1969	175
20	39	1982	773	1967	1365	1939	172
21	41	1960	765	1982	1360	1970	172
22	43	1938	762	1961	1353	1966	169
23	45	1963	754	1938	1322	1971	166
24	47	1936	750	1983	1317	1975	166
25	49	1942	740	1942	1314	1942	166
26	51	1983	729	1963	1313	1940	163
27	53	1970	724	1970	1276	1949	160
28	55	1977	708	1951	1262	1976	157
29	57	1945	701	1945	1246	1984	157
30	59	1951	698	1977	1229	1945	156
31	61	1965	691	1953	1200	1981	156
32	63	1948	677	1965	1176	1959	144
33	65	1953	664	1948	1159	1937	143
34	67	1969	661	1969	1147	1954	143
35	69	1939	649	1955	1132	1983	141
36	71	1974	643	1939	1126	1978	139
37	73	1955	632	1956	1111	1960	139
38	75	1956	604	1974	1066	1972	137
39	76	1949	592	1949	1023	1952	135
40	78	1981	564	1947	994	1951	133
41	80	1954	558	1957	988	1955	133
42	82	1946	558	1954	974	1953	128
43	84	1957	555	1981	972	1957	121
44	86	1947	546	1958	930	1936	117
45	88	1958	523	1946	926	1958	115
46	90	1944	516	1944	921	1944	110
47	92	1978	477	1978	814	1947	98
48	94	1972	470	1972	803	1956	97
49	96	1980	439	1980	791	1979	94
50	98	1979	427	1979	760	1980	88

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

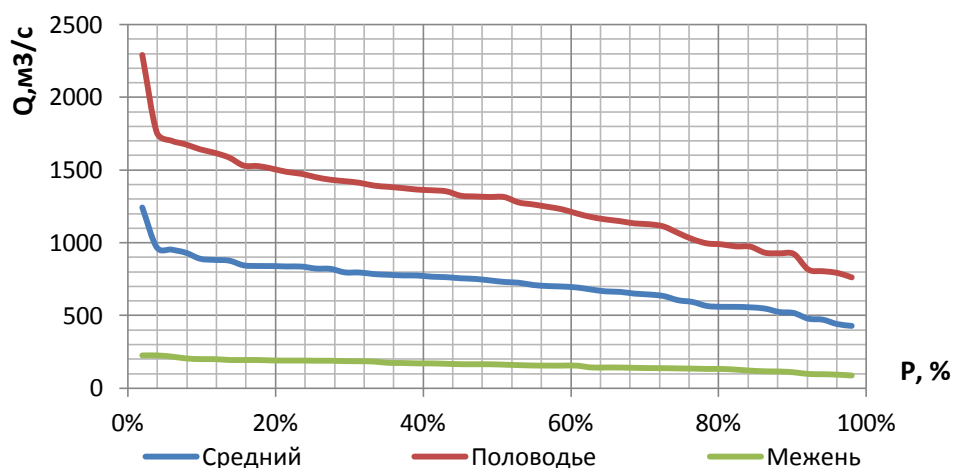


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности

По кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайший год расчетной обеспеченности 90%: 1944 г. В нашем случае для маловодного года приведения не требовалось, поэтому расчётный маловодный год остаётся таким же (таблица 2.2). Гидрограф представлен на рисунке 2.2.

Таблица 2.2 – Расчётный маловодный год (1944)

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{90\%,\text{м}^3/\text{с}}$	71	45	30	333	850	1100	975	996	851	755	110	70

По кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайший год расчетной обеспеченности 50%: 1942 г. В нашем случае для средневодного года приведения не требовалось, поэтому расчётный средневодный год остаётся таким же (таблица 2.3). Гидрограф представлен на рисунке 2.2.

Таблица 2.3 – Расчётный средневодный год (1942)

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{50\%,\text{м}^3/\text{с}}$	108	65	73	345	852	1172	2052	1782	1162	863	243	161

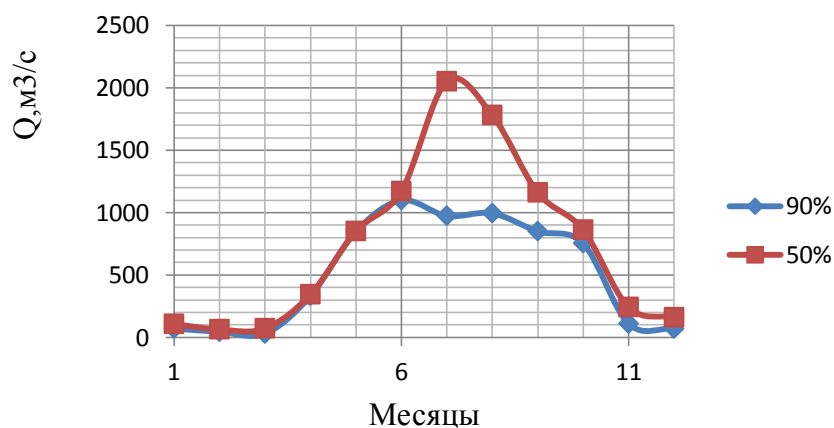


Рисунок 2.2 – Гидрографы маловодного и средневодного годов

2.2 Построение суточных графиков нагрузки и интегральная кривая нагрузки энергосистемы

Используя план генерации и потребления, с сайта системного оператора единой энергетической системы можем получить суточный график нагрузки для летнего и зимнего периодов.

Используя суточные мощности можем построить интегральную кривую нагрузки по координатам представленным в таблицах 2.4 и 2.5.

Таблица 2.4 – Данные для построения ИКН зимних суток

Δt , ч	Мощность потребления, ранжированная, МВт	ΔP , МВт	$\Delta P * t$, МВт*ч	ΣP , МВт	$\Sigma \Delta$, МВт*ч
0	5106	133	0	133	0
1	4973	118	118	251	118
2	4855	81	161	332	280
3	4774	56	168	388	448
4	4718	129	515	517	963
5	4589	14	71	531	1034
6	4575	258	1547	789	2582
7	4317	131	919	920	3500
8	4186	30	237	950	3737
9	4156	42	377	992	4114
10	4114	25	249	1017	4363
11	4089	1	7	1017	4370
12	4089	113	1354	1130	5724
13	3976	50	645	1180	6369
14	3926	623	8720	1802	15089
15	3304	0	0	1802	15089
16	3304	407	6519	2210	21608
17	2896	317	5382	2526	26990
18	2580	195	3511	2721	30501
19	2385	66	1261	2788	31762
20	2318	0	0	2788	31762
21	2318	93	1952	2881	33713
22	2225	0	0	2881	33713
23	2225	2225	51179	5106	84893

Таблица 2.5 – Данные для построения ИКН летних суток

Δt , ч	Мощность потребления, ранжированная, МВт	ΔP , МВт	$\Delta P * t$, МВт*ч	ΣP , МВт	$\Sigma \Delta$, МВт*ч
0	3356	179	0	179	0
1	3177	41	41	220	41
2	3136	44	88	264	129
3	3092	32	95	295	223
4	3061	25	99	320	323
5	3036	7	34	327	356
6	3029	42	254	369	610
7	2987	12	82	381	692
8	2975	12	94	393	786
9	2963	13	121	406	907

Окончание таблицы 2.5

Δt , ч	Мощность потребления, ранжированная, МВт	ΔP , МВт	$\Delta P \cdot t$, МВт*ч	ΣP , МВт	$\Sigma \Delta$, МВт*ч
10	2950	35	352	441	1259
11	2915	33	365	475	1625
12	2881	35	424	510	2049
13	2846	171	2228	681	4277
14	2675	48	678	730	4955
15	2626	452	6774	1181	11729
16	2175	191	3061	1373	14790
17	1983	152	2590	1525	17380
18	1831	99	1788	1624	19168
19	1732	15	281	1639	19448
20	1717	59	1181	1698	20630
21	1658	0	0	1698	20630
22	1658	0	0	1698	20630
23	1658	1658	38131	3356	58761

Интегральные кривые нагрузки энергосистемы для зимнего и летнего периода, с учётом введённых в работу ГЭС. (Приложение А, рисунок А.1, А.2).

2.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

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

$$P_t^{\max} = a + b \cdot (30^0 \cdot t - 15^0), \quad (2.2)$$

где t – порядковый номер месяца в году;

a, b – коэффициенты, определяемые по формулам 2.3, 2.4.

$$a = \frac{P_{\text{зим}}^{\max} + P_{\text{лет}}^{\max}}{2}, \quad (2.3)$$

$$b = \frac{P_{\text{зим}}^{\max} - P_{\text{лет}}^{\max}}{2}, \quad (2.4)$$

где $P_{\text{зим}}^{\max}$ – максимальная нагрузка за зиму;

$P_{\text{лет}}^{\max}$ – максимальная нагрузка за лето.

Среднемесячные нагрузки энергосистемы рассчитываем аналогично:

$$P_t^{\text{cp}} = a + b \cdot (30^0 \cdot t - 15^0). \quad (2.5)$$

Расчет графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы при заданном максимуме нагрузки представлены в таблицах 2.6 и 2.7.

Таблица 2.6 – Расчетная таблица для построения графика максимальных годовых нагрузок

t, мес	$\cos(30^\circ \cdot t - 15^\circ)$	a	b	P_{\max} , МВт
1	0,97	4231	875	5076
2	0,71			4850
3	0,26			4457
4	-0,26			4005
5	-0,71			3612
6	-0,97			3386
7	-0,97			3386
8	-0,71			3612
9	-0,26			4005
10	0,26			4457
11	0,71			4850
12	0,97			5076

Таблица 2.7 – Расчетная таблица для построения графика среднегодовых нагрузок

t, мес	$\cos(30^\circ \cdot t - 15^\circ)$	a	b	P_{\max} , МВт
1	0,97	3169,07	580,88	3730
2	0,71			3580
3	0,26			3319
4	-0,26			3019
5	-0,71			2758
6	-0,97			2608
7	-0,97			2608
8	-0,71			2758
9	-0,26			3019
10	0,26			3319
11	0,71			3580
12	0,97			3730

График средних и максимальных мощностей представлен на рисунке 2.3.

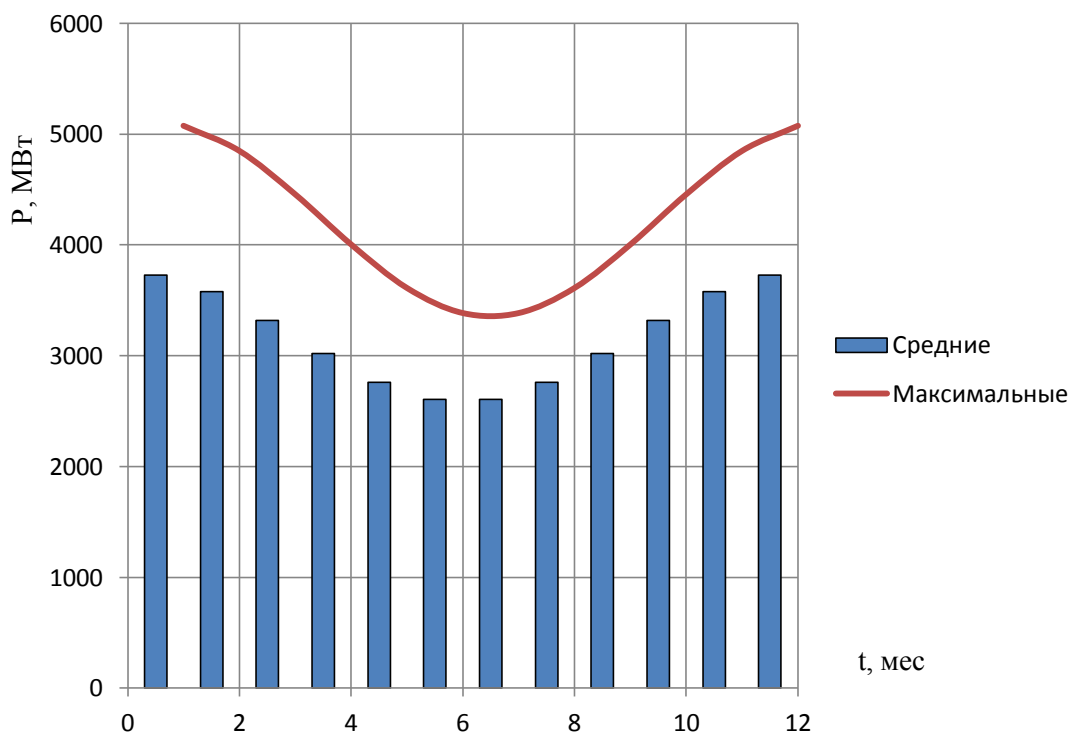


Рисунок 2.3 – Графики средних и максимальных мощностей

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

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

Для выбранного года вычисляем значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле:

$$N_{\text{ГЭС быт}} = k_N \cdot Q_{\text{полез}} \cdot H, \quad (2.6)$$

где k_N – коэффициент мощности, $k_N = 9,02$;

H – подведенный напор;

$Q_{\text{полез}}$ – полезный бытовой расход.

Подведенный напор:

$$H = Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}} - \Delta h, \quad (2.7)$$

где $Z_{\text{ВБ}}$ – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке НПУ, м;

$Z_{\text{НБ}}$ – уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды, определенным по кривой связи;

Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях.

Также необходимо рассчитать мощность ГЭС с учётом требований ВХК:

$$N_{\text{ГЭС быт}} = k_N \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H, \quad (2.8)$$

где $Q_{\text{ВХК}}$ – расход воды по требованиям участников водохозяйственного комплекса, $\text{м}^3/\text{с}$.

Расчеты сведены в таблицу 2.8.

Таблица 2.8 – Расчет режимов работы ГЭС с учетом требований ВХК

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{быт}90\%}, \text{м}^3/\text{с}$	71	45	30	333	850	1100	975	996	851	755	110	70
$Q_{\text{ВХК}}, \text{м}^3/\text{с}$	250	250	250	500	500	500	500	500	500	250	250	250
$Q_{\text{фильтр}}, \text{м}^3/\text{с}$	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
$Q_{\text{испар}}, \text{м}^3/\text{с}$	0,5	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0	0,5
$Q_{\text{лед}}, \text{м}^3/\text{с}$	1	1	0	-2	-2	0	0	0	0	0	0	1
$Q_{\text{сум.пот.}}, \text{м}^3/\text{с}$	4	3	2	0	1	3	3	3	3	2	3	4
$Q_{\text{пол.быт.}}, \text{м}^3/\text{с}$	68	42	28	333	849	1097	972	993	848	753	107	67
$Z_{\text{вб}}, \text{м}$	805	805	805	805	805	805	805	805	805	805	805	805
$Z_{\text{нб}}, \text{м}$	758,8 3	758,5 4	758,3 3	760,6 2	762,8 8	763,8 4	763,3 7	763,4 5	762,8 7	762,4 8	759,2 2	758, 81
$H_{\text{пол}}, \text{м}$	45,87	46,16	46,37	44,08	41,82	40,86	41,33	41,25	41,83	42,22	45,48	45,8 9
$N_{\text{водот(быт)}}, \text{МВт}$	28	17	12	132	320	405	363	370	320	287	44	28
$Z_{\text{вб(ВХК)}}, \text{м}$	805	805	805	805	805	805	805	805	805	805	805	805
$Z_{\text{нб(ВХК)}}, \text{м}$	760,3 2	760,3 2	760,1 6	760,9 5	760,9 5	760,9 5	760,9 5	760,9 5	760,9 5	760,1 6	760,3 2	760, 32
$H_{\text{(ВХК)}}, \text{м}$	44,38	44,38	44,54	43,75	43,75	43,75	43,75	43,75	43,75	44,54	44,38	44,3 8
$N_{\text{(ВХК)}}, \text{МВт}$	100	100	101	158	158	158	158	158	158	101	100	100

Сравнение режимов работы проектируемой ГЭС по бытовому стоку и работы ГЭС по ВХК представлено в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Сравнение режимов работы по $N_{\text{быт}}$ и $N_{\text{ВХК}}$

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Сумма
$N_{\text{разн}}$	-72	-83	-89	-25	163	247	205	212	162	186	-56	-73	776

Из таблицы видим, что сработку нужно начинать с 11-ого месяца.

Баланс энергии с учётом перераспределения стока представлен на рисунке 2.4:

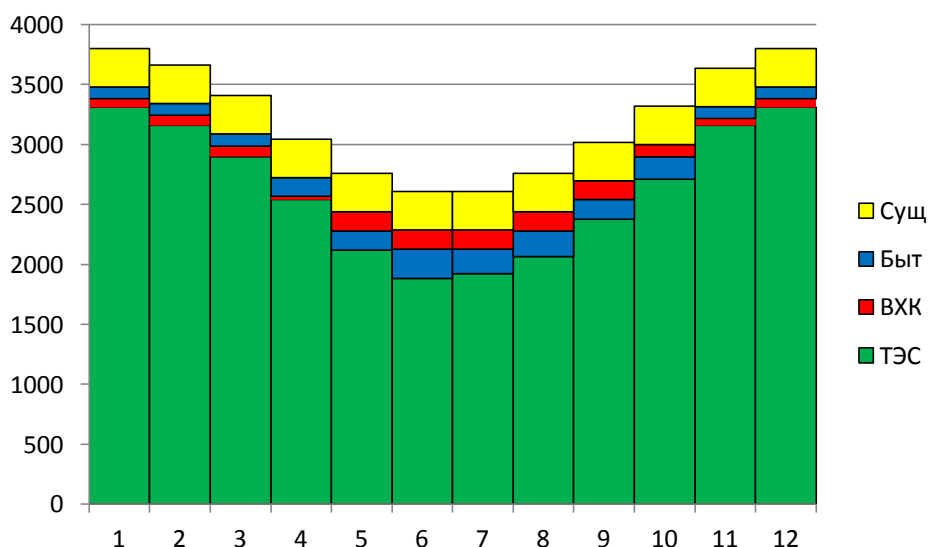


Рисунок 2.4 – Баланс энергии для проектируемой ГЭС, с учетом перераспределения бытовых мощностей

2.5 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС

Главная задача водно-энергетических расчётов – определение гарантированных мощностей для каждого месяца, минимального уровня сработки водохранилища (отметки УМО), среднееголетней выработки. Также на основе данного расчёта происходит определение установленной мощности проектируемой станции.

Расчёт начинаем с момента, когда водохранилище наполнено, то есть, с отметки НПУ=805 м.

Сработку среднегодового года производим двумя способами:

1. Работа ГЭС с мощностями, равными мощностям, принятым в маловодном году.

2. Работа ГЭС по режиму уровня в расчетном маловодном году.

За конечный вариант принимаем тот способ в котором больше среднееголетняя выработка электроэнергии. Сработка за маловодный и среднегодовые годы представлена в приложении. (Приложение А, таблица А.1, А.2).

График сработки – наполнения за маловодный и среднегодовой год представлен на рисунке 2.5.

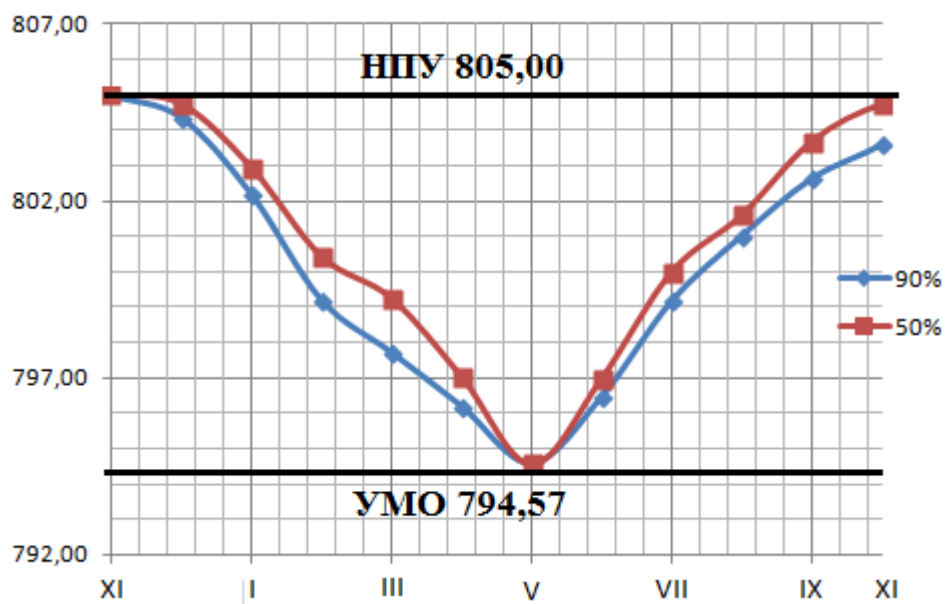


Рисунок 2.5 – График сработки и наполнения водохранилища

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Построение режимного поля

Режимное поле – область допустимых режимов работы проектируемой ГЭС. Верхней границей режимного поля является напорная характеристика при работе ГЭС с водохранилищем, наполненным до отметки НПУ, нижней - при работе ГЭС с водохранилищем, сработанным до отметки УМО. Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению:

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = \nabla ВБ - z_{НБ}(Q_{НБ}) - \Delta h, \quad (3.1)$$

где $\nabla ВБ$ – отметка уровня воды в верхнем бьефе, для верхней границы $\nabla ВБ = \nabla НПУ = 805$ м, для линии расчётного напора $\nabla ВБ = \nabla ВБ_p = 787$ м, для нижней границы $\nabla ВБ = \nabla УМО = 794,57$ м;

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

Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях.

Ограничением слева на режимном поле является минимальный расход воды, определяемый заданным ограничением по условиям санитарного попуска:

$$Q_{\min} = 150 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Уравнение линии ограничения по расчетной установленной мощности имеет следующий вид:

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

где $N_{\text{уст}} = 550$ Мвт – установленная мощность Восточной ГЭС;

$k_N = 9,02$ – коэффициент мощности;

$H_{ГЭС}$ – напор на ГЭС, который выбирается произвольно.

Уравнение линии ограничения по пропускной способности ГЭС:

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

где $Q_{ГЭС}^{\max}$ – максимальный расход через ГЭС. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;

H_p – расчётный по мощности напор. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией

расчётного напора.

Результаты расчёта режимного поля в приложении Б (Рисунок Б.1).

Из построенного режимного поля определяем:

– максимальный напор. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу:

$$H_{\max} = 45 \text{ м.}$$

– расчётный напор. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора:

$$H_p = 32 \text{ м.}$$

– минимальный напор. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС:

$$H_{\min} = 27 \text{ м.}$$

3.2 Выбор системы и количества гидроагрегатов

Выбор системы и типа турбины производится по величине максимального напора, так чтобы значение $H_{\max}=45$ м было близко к предельному напору $H_{\text{пред}}$ выбранного типа, но не превышало его, т.е. $H_{\max} \leq H_{\text{пред}}$.

Для данного максимального напора выбираем следующие реактивные гидротурбины:

- поворотно-лопастная ПЛ-50-В;
- поворотно-лопастная диагональная ПЛД50;
- радиально-осевая РО45-В.

Составим таблицу параметров моделей данных гидротурбин (табл. 3.1):

Таблица 3.1 – Параметры выбранных типов модельных гидротурбин

Параметр		ПЛ50-В	ПЛД50-В60	РО45-В
Максимальный напор гидротурбин	$H_{\text{пред}}, \text{ м}$	50	50	45
Диапазон регулирования	H_{\min}/H_{\max}	0,5	0,5	0,6

Продолжение таблицы 3.1

Параметр		ПЛ150-В	ПЛД50-В60	РО45-В
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{1\text{opt}}$, об/м	116	113	82,5
Оптимальный приведенный расход	$Q_{1\text{opt}}$, л/с	1000	1100	1200
Оптимальный КПД модели	$\eta_{\text{м opt}}$	0,916	0,91	0,921
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1\text{max}}$, л/с	1500	1650	1430
Коэффициент кавитации	$\sigma (Q'_{1\text{max}})$	0,56	0,52	0,23
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D_{1\text{м}}$, м	0,46	0,35	0,46
Напор модельной турбины	$H_{\text{мод}}$, м	12	5	4
Температура	$t_{\text{мод}}$, °С	21	16	8
Коэффициент вязкости	$\nu_{\text{мод}}$	0,988	1,114	1,384

КПД натурной турбины $\eta_{\text{т}}$ определим по формуле:

$$\eta_{\text{т}} = 1 - (1 - \eta'_{(p1)}) \cdot \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[10]{\left(\frac{D_{1\text{м}}}{D_1}\right)^2 \cdot \frac{H_{\text{м}}}{H_{\text{р}}} \cdot \left(\frac{\nu_{\text{н}}}{\nu_{\text{м}}}\right)^2} \right), \quad (3.4)$$

где $\eta_{(p1)}$, $D_{1\text{м}}$, $H_{\text{м}}$ – КПД, диаметр и напор модельной турбины ;

D_1 , $H_{\text{р}}$ – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

$\nu_{\text{н}}$, $\nu_{\text{м}}$ – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для натуральных и модельных условий $t_{\text{н}}$ и $t_{\text{м}}$;

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

Принимаем коэффициент полезного действия гидрогенератора:

$$\eta_{\text{г.сп.}}=0,97$$

Мощность одного агрегата:

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

где $Q'_{(p1)}$ – приведенный расход в расчетной точке;

$\eta_{Г.ср}$ – средний КПД генератора (предварительно принимаем 0,97).

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов находим по формуле:

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

где $N_{уст} = 550 \text{ МВт}$ – 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.

Частота вращения турбины:

$$n = n'_{I_p} \cdot \frac{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}{D_1}, \quad (3.7)$$

где n'_{I_p} – приведённая частота вращения модельной гидротурбины в расчётной точке (таблица 3.1);

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

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

Теперь для каждого выбранного диаметра необходимо нанести линии приведённой частоты вращения, соответствующие известным напорам турбины H_{max} , H_p и H_{min} , которые рассчитываются по формулам:

$$n'_{I_{max}} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{min} \cdot \Delta}}, \quad (3.8)$$

$$n'_{I_p} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}, \quad (3.9)$$

$$n'_{I_{min}} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{max} \cdot \Delta}}. \quad (3.10)$$

Рассчитаем произведение приведённого расхода в расчётной точке на

КПД:

$$Q'_1 \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{T \text{ ср}}} \quad (3.11)$$

При этом правая часть задаётся параметрами выбранной турбины и поэтому не изменяется, поэтому для нахождения расчётной точки, необходимо на линии n'_{1p} подобрать такие Q'_1 и η_T , чтобы их произведение соответствовало равенству.

Определив расчётную точку, сделаем перерасчёт режимного поля на универсальную характеристику турбины.

Верхняя и нижняя граница режимного поля – это горизонтальные линии приведённой частоты вращения, соответствующие максимальному и минимальному напору.

Левая граница режимного поля – линия ограничения по минимальному расходу, которые необходимо пересчитать в координаты универсальной характеристики для двух значений напора H_{\max} и H_{\min} по формуле:

$$Q'_1 = \frac{Q_{\min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.12)$$

где Q_{\min} – минимальный расход через станцию.

Правая граница пересчитанного режимного поля состоит из двух линий. Верхняя линия проводится параллельно линиям открытия направляющего аппарата. Нижняя линия строится по двум точкам, одна из которой – расчётная точка, а другая – точка, определённая по формуле (3.11), в которую подставляется максимальный напор. Результаты расчёта параметров оборудования представлены в таблицах 3.2 и 3.3.

Таблица 3.2 - Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D_1 гидротурбины ПЛ50-В

D_1	5,6	6	6,3	6,7	7,1	7,5	8	8,5
η_T	0,921	0,922	0,922	0,923	0,923	0,924	0,924	0,925
$N'_{\text{агр}}$	76	87	96	108	122	136	155	175
Z_a	7	6	6	5	5	4	4	3
Z_a	8	6	6	6	6	4	4	3
$N_{\text{агр}}$	69	92	92	92	92	138	138	183
Δ_1	1,043	1,044	1,044	1,045	1,046	1,046	1,047	1,048
n'_c	119,7	111,7	106,4	100,1	94,5	89,5	83,9	79,0
n_c	125	115,4	107,1	107,1	100	90,9	85,7	83,3
$n'_{H_{\min}}$	102,2	101,0	98,4	104,6	103,5	99,4	99,9	103,1
$n'_{H_{\text{расч}}}$	121,2	119,8	116,7	124,1	122,7	117,8	118,4	122,3
$n'_{H_{\max}}$	131,9	130,4	127,1	135,1	133,6	128,3	128,9	133,1
$Q'_1 \cdot \eta_T$	1,27	1,48	1,34	1,19	1,06	1,42	1,25	1,47
$Q'_1 \cdot \eta_T$ при H_{\max}	0,76	0,89	0,80	0,71	0,63	0,85	0,75	0,88

Таблица 3.3- Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D1 гидротурбины PO45-B

D ₁	5,3	5,6	6	6,3
D _T	0,950	0,951	0,951	0,951
N' _{арр}	63,4	70,8	81,2	89,6
Z _a	8,7	7,8	6,8	6,1
Z _a	8	8	8	6
N _{арр}	68,75	68,75	68,75	91,67
Δ ₁	1,03	1,03	1,03	1,03
n' _c	89,4	84,7	79,0	75,3
n _c	93,8	88,2	83,3	78,9
n' _{Hmin}	94,14	93,60	94,70	94,19
n' _{Hрасч}	86,48	85,98	86,99	86,52
n' _{Hmax}	72,92	72,51	73,35	72,96
Q' ₁ *η _T	1,44	1,29	1,13	1,36
Q' ₁ *η _T при Hmax	0,87	0,78	0,68	0,82

На данном этапе самым лучше вариантом является турбина ПЛ50-B, исходя из того, что её рабочая зона находится в оптимальной зоне. Точка оптимума турбин PO45-B и ПЛД50-B не входит в рабочую зону, поэтому в дальнейшем не рассматриваются.

Для ПЛ50-B наилучшими вариантами являются диаметры 5,6, 6,7 и 8 метров.

3.3 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины

Гидротурбина должна пройти проверку работы при ограничении по минимальному расходу. Результаты представлены в таблицах 3.4 и 3.5.

Таблица 3.4- Проверка работы ГТ при ограничении по минимальному расходу.

D1	5,6	6,7	8
дельта 1	1,043	1,045	1,047
Q' max	0,698	0,487	0,341
Q' min	0,901	0,629	0,441
n' max	102,2	104,6	99,9
n' min	131,9	135,1	128,9

Турбина с диаметром 8 метров в дальнейшем не рассматривается, т.к. максимальный расход не лежит в рабочей зоне.

Определяем отметки соответствующие полученному расчетному расходу.

Таблица 3.5 – Отметки для расчетных расходов

D1	Q'max	Q'расч	Q'min	Qmax	Qрасч	Qmin	Hmax	Hрасч	Hmin
5,6	0,84	1,41	1,35	139,79	255,45	290,04	759,01	760,93	761,46
6,7	0,78	1,31	1,24	185,99	340,06	381,71	759,81	762,19	762,77

Находим высоту отсасывания $H_s^{\text{доп}}$ (Таблица 3.6):

Таблица 3.6 – Высота отсасывания

$H_s/D1$	5,6	6,7
min	-5,86	-3,93
расч	-9,50	-6,83
max	-1,10	0,18

Проанализировав полученные результаты, окончательно принимаем к установки гидротурбину ПЛ50-В-670, так как её высота отсасывания соответствует допустимой.

Теперь определим отметку расположения рабочего колеса, которое будет рассчитывается для самого неблагоприятного случая, то есть $H_s = -6,83$. Для этого случая $Z_{НБ} = 762,19$. Тогда заглубление будет равно:

$$\nabla Z_{p.k.} = 762,19 + (-6,83) = 755,36$$

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

3.4 Выбор типа серийного гидрогенератора.

Частота вращения генератора принимается равной частоте вращения турбины $n_{\text{синх}} = 107,1$ об/мин.

Генератор выбирается исходя из синхронной частоты вращения 107,1 об/мин и числа полюсов 56. Принимается генератор: СВ-1230/140-56.

3.5 Выбор МНУ и электрогидравлического регулятора

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

МНУ состоит из масловоздушного котла и сливного бака.

Маслonaпорная установка выбирается в учебнике Д.С. Щавелева по рисунку 10.8. Выбор производится исходя из H_{max} и D_1 .

В результате получается МНУ 16/1-40-20-3.

Электрогидравлический регулятор (ЭГР) выбирается в учебнике Д.С. Щавелева по таблице 9.2.

В результате получается ЭГРК-100-4.

3.6 Выбор геометрических размеров машинного зала

При установке реактивных турбин ширина здания ГЭС обычно находится в пределах:

$$B_{\text{ГЭС}} = (7,0 - 7,5) \cdot D_1 = 7 \cdot 6,7 = 46,9 \text{ м.} \quad (3.13)$$

Высота машинного зала принимается как высота самого габаритного элемента. Для ПЛ турбин это ротор.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы ГЭС

В главных электрических схемах электростанций применяются следующие типы электрических блоков:

- одиночный блок (генератор-трансформатор);
- укрупненный блок (несколько генераторов, подключенных к одному общему повышающему трансформатору или к одной группе однофазных трансформаторов);
- объединенный блок (несколько одиночных или укрупненных блоков, объединенные между собой без выключателей на стороне высшего напряжения повышающих трансформаторов).

Тип блока выбирается на основании технико-экономического сопоставления целесообразных вариантов с учетом режимов и надежности работы электростанции, затрат на оборудование генераторного и повышенного напряжений, стоимости потерь энергии в повышающих трансформаторах, удобств эксплуатации, конструктивно-компоновочных решений и др.

На рисунке 4.1 представлены виды блоков.

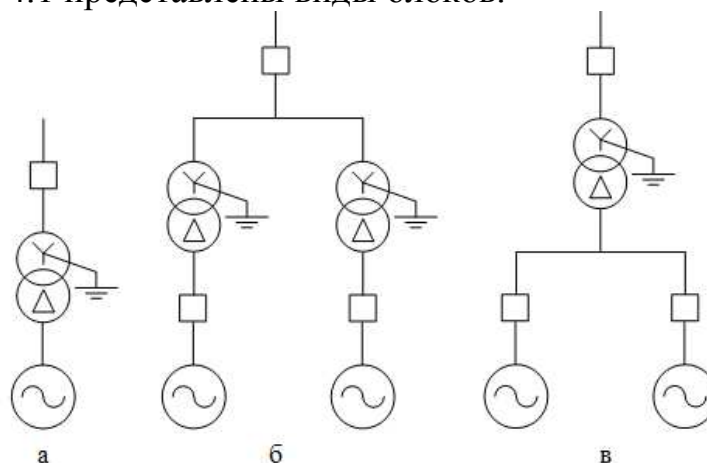


Рисунок 4.1 – Виды генераторных блоков

а – одиночный блок; б – объединенный блок с трансформатором на каждый генератор; в – укрупнённый блок с одним трансформатором на два генератора

4.2 Выбор повышающих трансформаторов

4.2.1 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком

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

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

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\Gamma \text{ ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos\varphi_{\Gamma}} = \frac{104,5 - 104,5 \cdot 0,01}{0,8} = 129,3 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.1)$$

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

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираются трансформаторы ТДЦ 160000/220. Каталожные данные приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Каталожные данные трансформатора ТДЦ 250000/220

$S_{\text{ном}}, \text{МВт}$	$U_{\text{н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$	$I_{\text{х}}, \%$
	$U_{\text{вн}}$	$U_{\text{нн}}$				
160	242	13,8	11	380	90	0,55

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

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2405 \frac{\text{ч}}{\text{год}}. \quad (4.2)$$

Время работы блока в течение года:

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

где $\mu=1$ – частота ремонтов (текущих, средних, капитальных), 1/год;

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

$\omega=0,053$ – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;

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

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,053 \cdot 60 = 8727 \text{ ч}.$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{Т}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,09 \cdot 8727 = 785,4 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.4)$$

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

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{Т}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{Т ном}}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{0,380}{1} \cdot \left(\frac{129,3}{160}\right)^2 \cdot 2405 = 542,7 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (4.5)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$I_{\text{пот}} = (\Delta W_{\text{xx}} + \Delta W_{\text{H}}) \cdot T_{\text{max}} \cdot \gamma_0, \quad (4.6)$$

где γ_0 – стоимость одного кВт · ч электроэнергии.

$$I_{\text{пот}} = (785,4 + 542,7) \cdot 4000 \cdot 0,58 = 3081,2 \text{ тыс. руб/год.}$$

Для шести блоков:

$$I_{\text{пот1}}^{220} = 6 \cdot 3081,2 = 18487,2 \text{ тыс. руб/год.}$$

4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком

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

$$S_{\text{расч}} = \frac{2 \cdot (P_{\Gamma \text{ ном}} - P_{\text{с.н.}})}{\cos \varphi_{\Gamma}} = \frac{2 \cdot (104,5 - 104,5 \cdot 0,01)}{0,8} = 258,6 \text{ МВ} \cdot \text{А.} \quad (4.7)$$

Трансформаторов на данную мощность не существует, отказываемся от рассмотрения схемы с укрупненным блоком.

4.2.3 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с объединенным блоком

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

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\Gamma \text{ ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi_{\Gamma}} = \frac{104,5 - 104,5 \cdot 0,01}{0,8} = 129,3 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.8)$$

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

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираются трансформаторы ТДЦ 160000/220. Каталожные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 -Каталожные данные трансформатора ТДЦ 160000/220

$S_{\text{ном}}, \text{МВт}$	$U_{\text{н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$	$I_{\text{х}}, \%$
	$U_{\text{вн}}$	$U_{\text{нн}}$				
160	242	13,8	11	380	120	0,55

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

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

Время работы блока в течение года:

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

где $\mu = 1$ – частота ремонтов (текущих, средних, капитальных), 1/год;

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

$\omega = 0,053$ – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;

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

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,053 \cdot 60 = 8727 \text{ ч.}$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{Т}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 2 \cdot 0,12 \cdot 8727 = 2094,5 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.11)$$

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

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{Т}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{Т ном}}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{0,380}{2} \cdot \left(\frac{129,3}{160}\right)^2 \cdot 2405 = 298,4 \text{ МВт} \cdot \text{ч. (4.12)}$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$I_{\text{пот}} = (\Delta W_{\text{хх}} + \Delta W_{\text{н}}) \cdot T_{\text{max}} \cdot \gamma_0, \quad (4.13)$$

$$I_{\text{пот}} = (2094,5 + 298,4) \cdot 4000 \cdot 0,58 = 5551,5 \text{ тыс. руб/год}$$

Для трех блоков:

$$I_{\text{пот}2}^{220} = 3 \cdot 5551,5 = 16654,6 \text{ тыс. руб/год.}$$

4.3 Выбор синхронных генераторов

По исходным данным выбирается синхронный генератор СВ – 1230/140-56 производства ОАО "Силовые машины". Паспортные данные генератора представлены в таблице 4.3

Таблица 4.3 - Паспортные данные генератора

Номинальная мощность		$U_{\Gamma \text{ ном}}, \text{кВ}$	$\cos \varphi_{\Gamma}, \text{о.е.}$	η	Индуктивные сопротивления		
$S_{\Gamma \text{ ном}}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	$P_{\Gamma \text{ ном}}, \text{МВт}$				x_d''	x_d'	x_d
130,6	104,5	13,8	0,8	0,98	0,2	0,3	0,96,0

4.4 Выбор трансформаторов собственных нужд для схем с одиночным и объединенным блоком

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

$$S_{\text{с.н.}} = 6 \cdot 0,01 \cdot \frac{P_{\Gamma \text{ ном}}}{\cos \varphi_{\Gamma}} = 6 \cdot 0,01 \cdot \frac{104,5}{0,8} = 7837,5 \text{ кВ} \cdot \text{А.} \quad (4.14)$$

Условие выбора трансформатора собственных нужд:

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

По каталогу ЗАО «Энергомаш - Уралэлектротяжмаш» (Екатеринбург) выбираются трансформаторы ТСЗ-1600/15 УЗ. Каталожные данные приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Каталожные данные трансформатора ТСЗ-1600/15 УЗ

$S_{\text{ном}}, \text{МВт}$	$U_{\text{н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$
	$U_{\text{вн}}$	$U_{\text{нн}}$			
1,6	13,8	0,4	6	14	2,7

4.5 Выбор главной схемы на основании технико-экономического расчёта

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

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

где K_T – стоимость силового трансформаторов;
 $K_{Т.с.н.}$ – стоимость трансформатора собственных нужд;
 $K_{ОРУ}$ – стоимость ячейки ОРУ;
 n – число силовых трансформаторов;
 m – число трансформатора собственных нужд;
 t – число ячеек ОРУ

Капиталовложения для схемы с одиночным блоком:

$$K_1 = 6 \cdot 50 + 6 \cdot 50 + 6 \cdot 1,2 = 607,2 \text{ млн. руб.}$$

Капиталовложения для схемы с объединенным блоком:

$$K_2 = 3 \cdot 50 + 6 \cdot 50 + 6 \cdot 1,2 = 457,2 \text{ млн. руб.}$$

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

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

где $E_n=0,15$ – нормативный коэффициент

Полные приведенные затраты для схемы с одиночным блоком:

$$Z_1 = 0,15 \cdot 607,2 + 21,98 = 113,06 \text{ млн. руб.}$$

Полные приведенные затраты для схемы с объединенным блоком:

$$Z_2 = 0,15 \cdot 457,2 + 13,69 = 82,3 \text{ млн. руб.}$$

Главная электрическая схема должна обеспечивать возможность и безопасность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на электрооборудовании РУ. Схема должна быть наглядной и обеспечивать удобство эксплуатации электрооборудования.

В качестве окончательного варианта принимается схема с объединенными блоками.

4.6 Выбор количества отходящих воздушных линий РУ ВН и марки проводов воздушных линий

Суммарная мощность, выдаваемая на РУ 220 кВ:

$$S_{\Sigma} = n_{\Gamma} \cdot \left(\frac{P_{\Gamma} - P_{\text{сн}}}{\cos\varphi_{\Gamma}} \right), \quad (4.17)$$

$$S_{\Sigma} = 6 \cdot \left(\frac{104,5 - 1,045}{0,8} \right) = 775,9 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 220 кВ:

$$P_{\text{нат.}} = 135 \text{ МВт}; \quad K = 1,2; \quad \cos\varphi_c = 0,8;$$

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

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

Число линий 220 кВ:

$$n_{\text{л}} = \frac{S_{\text{уст}} - S_{\text{сн}}}{(K \cdot P_{\text{нат.}} / \cos\varphi_c)} + 1 = \frac{775,9}{(1,2 \cdot 135 / 0,85)} = 3,8 \text{ шт.} \quad (4.18)$$

Принимается число ВЛ 220 кВ равным $n_{\text{л}} = 4 + 1 = 5$.

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{775,9}{5 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,407 \text{ кА.} \quad (4.19)$$

По величине тока выбираем провод марки АС – 240/32. Допустимый продолжительный ток $I_{\text{доп}} = 605 \text{ А}$.

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{775,9}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,509 \text{ кА.} \quad (4.20)$$

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

Параметры провода приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 - Параметры провода марки АС-240/32

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

4.7 Выбор схемы РУ ВН

Число присоединений РУ-220 кВ: 8 (5 ВЛЭП 220 кВ, 3 блока). В соответствии со стандартом: "Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ", выбираем вариант с одним рабочим секционированным выключателем и обходной системой шин. Выбранная схема РУ – 220 кВ представлена на рисунке 4.2.

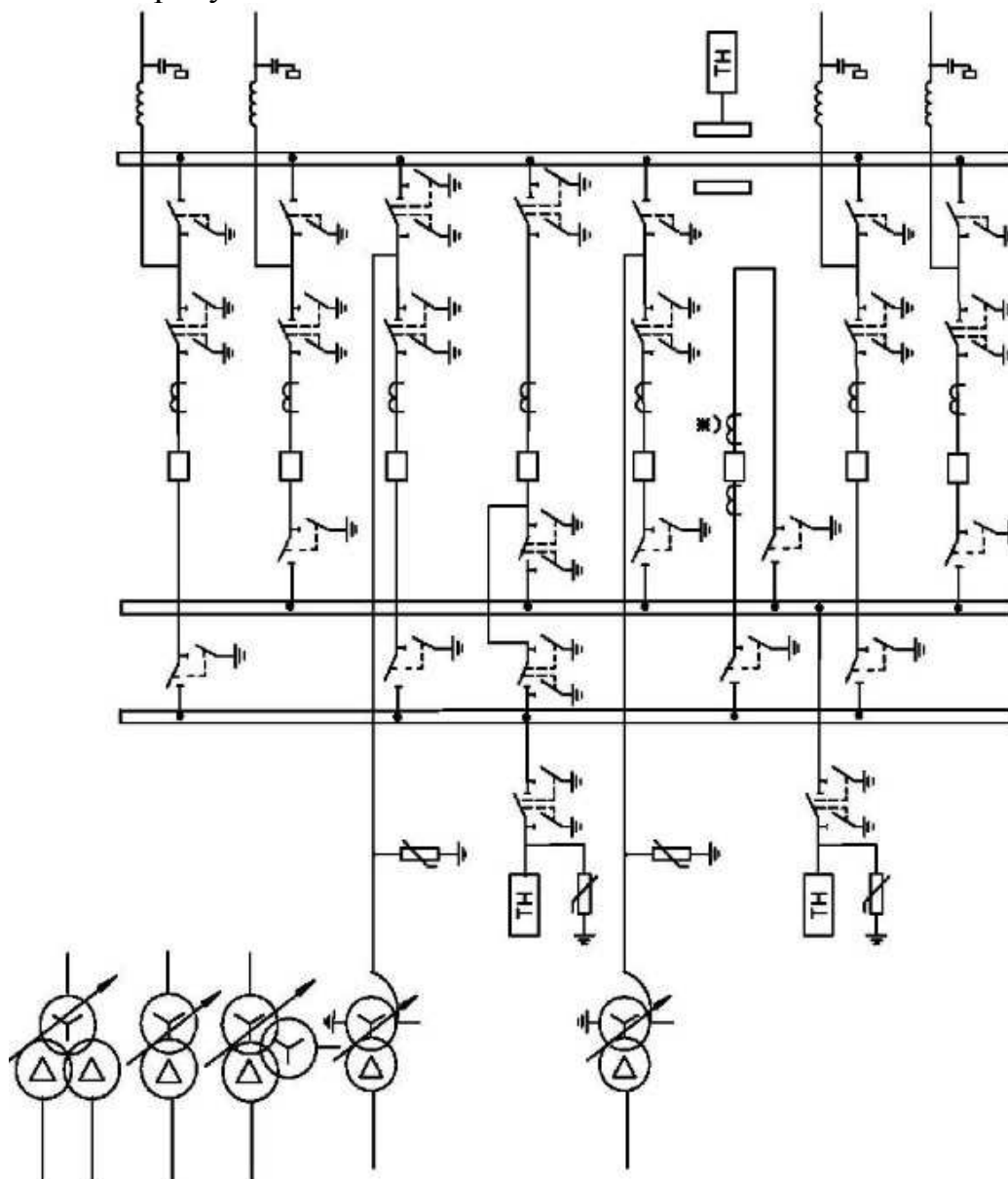


Рисунок 4.2 – Схема РУ ВН 220 кВ: одна рабочая секционированная выключателем и обходная система шин

4.8 Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в РУ ВН в программном комплексе «RASTR WIN 3»

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_{\Gamma} = x_{d}'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,2 \cdot \frac{13,8^2}{130,6} = 0,291 \text{ Ом.} \quad (4.21)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{\Gamma} = E_{*}'' \cdot U_{\text{б}} = 1,13 \cdot 13,8 = 15,594 \text{ кВ.} \quad (4.22)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_{\Gamma} = \frac{U_{\text{К}} \% \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{11 \cdot 242^2}{100 \cdot 125} = 51,54 \text{ Ом.} \quad (4.23)$$

Система:

$$x_{\text{С}} = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{КЗ}}} = \frac{230^2}{150} = 352,667 \text{ Ом.} \quad (4.24)$$

Линии связи 220 кВ с энергосистемой:

$$x_{\text{Л}} = x_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,435 \cdot 182 = 79,17 \text{ Ом.} \quad (4.25)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_{\text{С}} = E_{*\text{С}} \cdot U_{\text{б1}} = 1,0 \cdot 230 = 230 \text{ кВ.} \quad (4.26)$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_{\text{T}} = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{13,8}{242} = 0,057. \quad (4.27)$$

Результаты расчетов представлены в таблице 4.6.

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

Тип КЗ	Величина, кА
1ф	6,9
3ф на СШ	6,9
3ф	58,75

4.9 Выбор и проверка электрических аппаратов в главной схеме

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

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

- 1) длительно проводить рабочие токи без чрезмерного повышения температуры;
- 2) противостоять кратковременному электродинамическому и тепловому действию токов КЗ;
- 3) выдерживать механические нагрузки, создаваемые собственной массой и массой связанных с ними аппаратов, а также усилия, возникающие в результате атмосферных воздействий (ветер, гололёд). Это требование учитывается при механическом расчёте ЛЭП и РУ;
- 4) удовлетворять требованиям экономичности электроустановки.

4.9.1 Определение токов рабочего и утяжеленного режимов

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

$$I_{Г,раб.мах} = 1,05 \cdot I_{Г,ном} = 1,05 \cdot \frac{S_{Г,ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{Г,ном}} = 1,05 \cdot \frac{130,6}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 5743 \text{ А.} \quad (4.28)$$

Рабочий ток трансформатора ТДЦ-160000/220:

$$I_{Г1-Г6,раб.мах} = 1,05 \cdot \frac{S_{Т,ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т,ном}} = 1,05 \cdot \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 242} = 400 \text{ А.} \quad (4.29)$$

Рабочий ток в линии связи с системой 220 кВ:

$$I_{Л1-Л5,раб.мах} = \frac{S_{раб.мах}}{\sqrt{3} \cdot n_W \cdot U_{ном}} = \frac{S_{Г1-Г6}}{\sqrt{3} \cdot n_W \cdot U_{ном}} = \frac{6 \cdot 130,6}{\sqrt{3} \cdot 5 \cdot 220} = 411 \text{ А,} \quad (4.30)$$

$$I_{Л1-Л5,раб.утж} = \frac{S_{Г1-Г6}}{\sqrt{3} \cdot (n_W - 1) \cdot U_{ном}} = \frac{6 \cdot 130,6}{\sqrt{3} \cdot 4 \cdot 220} = 514 \text{ А.} \quad (4.31)$$

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

$$I_{TCH, \text{раб.мах}} = 1,05 \cdot \frac{S_{TCH, \text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{TCH, \text{ном}}} = 1,05 \cdot \frac{1,6}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 70,4 \text{ А.} \quad (4.32)$$

4.9.2 Выбор выключателей и разъединителей 220 кВ

1) ВГБУ-220 - элегазовый баковый выключатель.

Элегазовые баковые выключатели со встроенными трансформаторами тока и автономными приводами ВГБУ-220. Ток отключения 40 кА. Предназначены для коммутаций электрических цепей при нормальных и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц номинальным напряжением 220 кВ.

Выключатели предназначены для эксплуатации на открытом воздухе с умеренным климатом при высоте установки над уровнем моря до 1000 м. Встроенные трансформаторы тока предназначены для передачи сигнала, пропорционального току в сети, измерительным приборам и устройствам защиты.

Производитель ОАО ВО «Электроаппарат». Каталожные данные представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Каталожные данные ВГБУ - 220

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГБУ-220	В состав входят трансформаторы тока, параметры которого согласованы с параметрами выключателя заводом изготовителем. Дополнительной проверки не требуется.
$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	
$I_{\text{раб мах}} = 411 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$	
$I_{\text{по}} = 20,7 \text{ кА}$		
—	$I_{\text{откл. ном.}} = 40 \text{ кА}$	

Проверка на динамическую устойчивость:

$$i_{y0}^{CШ} = \sqrt{2} I_n^{CШ} \left(1 + e^{\frac{-0.01}{Ta_{\Sigma}}} \right) = \sqrt{2} \cdot 20,7 \left(1 + e^{\frac{-0.01}{0.037}} \right) = 51,65 \text{ кА}, \quad (4.33)$$

где $I_n^{CШ}$ -ток короткого замыкания, через выключатель РУ;

$Ta_{\Sigma} = 0.037$ с при $Ta_c = 0.045$.

$$i_{y0}^{CШ} < I_{пр.СКВ}$$

$$51,65 \text{ кА} < 102 \text{ кА}.$$

Проверка на термическую стойкость:

Расчетный тепловой импульс:

$$B_{Красч} = I_n^2 (t_{откл} + t_{рз}) = 20,7^2 (0,1 + 0,01) = 4,7 \text{ кА}^2 \text{ с}. \quad (4.34)$$

Номинальный тепловой импульс выключателя:

$$B_{КНОМ} = I_{ТЕРМ}^2 (t_T) = 40^2 (3) = 4800 \text{ кА}^2 \text{ с}, \quad (4.35)$$

$$B_{Красч} < B_{КНОМ},$$

$$4,7 \text{ кА}^2 \text{ с} < 4800 \text{ кА}^2 \text{ с}.$$

Проверка на периодическую составляющую:

$$I_{ат} = I_{по} e^{-\tau/Ta} = 20,7 \cdot e^{\frac{-0,03}{0,037}} = 9,25; \quad (4.36)$$

$$I_y = \frac{I_{ат}}{I_{по}} \cdot 100\% = \frac{1,77}{9,25} \cdot 100 = 19,13 \%. \quad (4.37)$$

2) Разъединитель РД – 220.

Серия разъединителей РД-220 на номинальное напряжение 220 кВ сертифицирована для российского рынка. Разъединители соответствуют российским стандартам, ГОСТ Р 52726-2007, а также полностью адаптированы к российским условиям.

Разъединители предназначены для включения и отключения обесточенных участков электрических цепей переменного тока частотой 50 Гц с номинальным напряжением 220, с созданием видимого разрыва, а также заземления отключенных участков при помощи стационарных заземлителей. Разъединители применяются для отключения токов холостого хода

трансформаторов, зарядных токов воздушных и кабельных линий.

Двухколонковые разъединители РД горизонтально-поворотного типа предназначены для наружной установки.

Производитель ОАО ВО «Электроаппарат». Каталожные данные в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Каталожные данные РД - 220

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Разъединитель РД-220	Двухколонковые разъединители РД-220 горизонтально- поворотного типа
$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	
$I_{\text{раб max}} = 411 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$	
$I_{\text{по}} = 20,7 \text{ кА}$	$I_{\text{терм.ст.}} = 31,5 \text{ кА}$ $I_{\text{дин.ст.}} = 80 \text{ кА}$	
—		

Проверка разъединителя 220кВ на термическую и динамическую устойчивость:

$$B_{\text{КНОМ}}^{\text{НОЖ}} = I_{\text{ТЕРМ}}^2(t_{\text{ТН}}) = 31,5^2(3) = 2976 \text{кА}^2 \text{с}; \quad (4.38)$$

$$B_{\text{КНОМ}}^{\text{ЗА3}} = I_{\text{ТЕРМ}}^2(t_{\text{ТЗ}}) = 31,5^2(1) = 992 \text{кА}^2 \text{с} \quad (4.39)$$

$$B_{\text{Красч}} < B_{\text{КНОМ}};$$

$$4,7 \text{кА}^2 \text{с} < 2976 \text{кА}^2 \text{с};$$

$$4,7 \text{кА}^2 \text{с} < 992 \text{кА}^2 \text{с};$$

4.9.3 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения ЗНГА-220

Трансформаторы напряжения серии ЗНГА предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам учета, измерения, защиты и автоматики в сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц с заземленной нейтралью класса напряжения 220 кВ.

Трансформаторы серии ЗНГА имеют три вторичные обмотки (по одной для приборов учета и измерений, а также дополнительную обмотку, для контроля изоляции сети). Клеммная коробка трансформатора встроена в бак.

4.9.4 Выбор ограничителя перенапряжения (ОПН)

В данном курсовом проекте ОПН были выбраны упрощенно, только по параметру напряжения. ОПН-П-220 УХЛ1.

4.9.5 Выбор дизель генераторной установки (ДГУ)

Для электроснабжения потребителей 1 категории и потребителей особой группы, таких как: грузоподъемные механизмы и приводы управления затворами ГТС, автоматика управления быстропадающих затворов и др. предусмотрены автономные независимые источники (дизель генераторная установка - ДГУ);

Согласно стандарту : «...необходимо предусматривать не менее двух независимых источников питания при любом режиме работы станции, в том числе при отключении одного из независимых источников питания». На Катунской ГЭС в качестве источников питания будут приняты:

- от подстанции Златоустовск 35 кВ;
- дизель-генераторная установка (ДГУ).

Выбираем дизель-генераторную установку ПСМ-ADM-4056 мощностью 4056 кВт. Напряжение 400 В.

4.10 Выбор и проверка коммутационных аппаратов на генераторном напряжении

Отключение генераторов в блочных схемах рекомендуется производить генераторными выключателями, а не выключателями высоковольтных РУ. Использование генераторных выключателей позволит при отключении генераторов Г1...Г6 сохранить питание собственных нужд от сети 220 кВ.

В таблице 4.9 представлены элегазовые выключатели различных фирм.

Таблица 4.9 – Проверка элегазовых генераторных комплексов

Расчетные данные	Электроаппарат КАГ-20	Электроаппарат КАГ-24	УКВ-24
$U_{НОМ} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = \text{до } 20 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = \text{до } 24 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = \text{до } 24 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 5740 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 8000 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 30000 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 23500 \text{ А}$
$I_{\text{по}} = 20,7 \text{ кА}$	$I_{\text{откл ном}} = 80 \text{ кА}$	$I_{\text{откл ном}} = 30 \text{ кА}$	$I_{\text{откл ном}} = 170 \text{ кА}$
$i_{\gamma} = 149,61 \text{ кА}$	$i_{\gamma} = 230 \text{ кА}$	$i_{\gamma} = 75 \text{ кА}$	$i_{\gamma} = 460 \text{ кА}$

Произведя анализ выключательных комплексов различных компаний, можем сделать вывод: что все вышеперечисленные генераторные комплексы подходят для установки на Восточной ГЭС, но предпочтение будем отдавать отечественному производителю.

Генераторный аппаратный комплекс типа КАГ-20 разработан ОАО ВО «Электроаппарат» в 2013 г., предназначен для передачи электроэнергии от генератора к блочному трансформатору и отключения токов короткого замыкания в аварийных режимах работы.

КАГ-20 состоит из элегазового выключателя типа ВГГ-20, разъединителей, заземлителей, трансформаторов тока и напряжения. Для защиты комплекса от перенапряжений предусмотрена установка ОПН. Кожуха КАГ-20 для обеспечения безопасности персонала снабжены смотровыми окнами, позволяющими контролировать положение разъединителя и заземлителей.

КАГ-20 снабжен шкафом управления, в котором реализованы функции местного и дистанционного управления коммутационными аппаратами, защитные блокировки аппаратов, выведены измерительные цепи с измерительных трансформаторов и подключена система мониторинга состояния комплекса.

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.

Рассмотрим защиты основных элементов ГЭС: генераторов, трансформаторов и ЛЭП.

5.1 Перечень защит основного оборудования

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

На главном генераторе СВ-1230/140-56:

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

– Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора;

На силовом трансформаторе блока ТДЦ 160000/220/13,8:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности);
- Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 220 кВ;
- Резервная максимальная токовая защита;
- Защита от замыканий на землю на стороне 13,8 кВ трансформатора блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока;

- Защита от потери охлаждения;
 - Защита от перегрева.
- На трансформаторе СН ГЭС:
- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий
 - Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению
- Защита от перегрузки
 - Реле тока охлаждения
- На линиях электропередачи 220 кВ:
- Основные защиты:
- дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.
- Резервные защиты:
- 5-ти ступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;
 - токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;
 - 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);
 - для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220 кВ предусматривается УРОВ 220 кВ.

5.2 Параметры защищаемого оборудования

Таблица 5.1 – Параметры гидрогенератора

Тип		СВ 1230/140-56 УХЛ4
мощность номинальная	полная, МВА	130,6
	активная, МВт	104,5
номинальное напряжение, кВ		13,8
коэффициент мощности $\cos \varphi$		0,8
частота, Гц		50
частота вращения, об/мин		107,1
номинальный ток статора, кА		5,464
ток ротора при номинальной нагрузке, А		1546
напряжение на кольцах ротора при номинальной нагрузке, В		217
индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)	синхронное X_d	0,96
	переходное $X'd$	0,3
	сверхпереходное $X''d$	0,2
индуктивное сопротивление обратной последовательности X_2		0,051
емкость обмотки статора, мкФ		0,64
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 160000/220/13,8
мощность номинальная, МВА	160
номинальное напряжение, кВ	ВН: 242; НН: 13,8.
напряжение короткого замыкания, %	11,0
группа соединений	$\Delta/Y - 11$

Таблица 5.3 – Параметры трансформатора собственных нужд

Тип	ТСЗ-1600/13,8 УЗ
мощность номинальная, кВА	1600
номинальное напряжение, кВ	ВН: 13,8; НН: 0,4.
напряжение короткого замыкания, %	6
группа соединений	$\Delta/Y - 11$

5.3 Расчет номинальных параметров

Ток на высокой стороне силового трансформатора, определяемый через мощность трансформатора:

$$I_{BH} = \frac{S_{НОМТ}}{U_{BH} \cdot \sqrt{3}} = \frac{160 \cdot 10^3}{242 \cdot \sqrt{3}} = 381,7 \text{ А.} \quad (5.1)$$

Ток на низкой стороне силового трансформатора, определяемый через мощность трансформатора:

$$I_{HH} = \frac{S_{НОМТ}}{U_{HH} \cdot \sqrt{3}} = \frac{160 \cdot 10^3}{13,8 \cdot \sqrt{3}} = 6694 \text{ А.} \quad (5.2)$$

Номинальный ток статора генератора:

$$I_{НОМГ} = \frac{S_{НОМГ}}{U_{HH} \cdot \sqrt{3}} = \frac{130,6 \cdot 10^3}{13,8 \cdot \sqrt{3}} = 5464 \text{ А.} \quad (5.3)$$

В цепи генератор – трансформатор устанавливаем трансформаторы тока с коэффициентом трансформации $n_{ТТ} = 7000/5 \text{ А}$. Тогда номинальный ток во вторичной величине:

$$I_{НОМГ}^{(2)} = \frac{I_{НОМГ}}{n_{ТТ}} = \frac{5464}{7000/5} = 3,903 \text{ А.} \quad (5.4)$$

Ток ротора на стороне 13,8 кВ:

$$I_{РОТ\ BH} = \frac{I_{РОТ} \cdot U_{HH}}{1,2255 U_{BH}} = \frac{1546 \cdot 0,4}{1,2255 \cdot 13,8} = 36,57 \text{ А.} \quad (5.5)$$

Ток на высокой стороне трансформатора возбуждения, определяемый через мощность трансформатора:

$$I_{BH\ TE} = \frac{S_{НОМТЕ}}{U_{BH} \cdot \sqrt{3}} = \frac{1000}{13,8 \cdot \sqrt{3}} = 41,84 \text{ А.} \quad (5.6)$$

На отпайке к трансформатору возбуждения устанавливаем трансформаторы тока с коэффициентом трансформации $n_{ТТ} = 50/5 \text{ А}$. Тогда ток ротора во вторичной величине:

$$I_{РОТ}^{(2)} = \frac{I_{РОТ\ BH}}{n_{ТТ}} = \frac{36,57}{50/5} = 3,657 \text{ А.} \quad (5.7)$$

5.4 Описание защит и расчет их уставок

5.4.1 Продольная дифференциальная защита генератора (ЛДГ)

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ($I_{CP} < 0,2 \cdot I_H$) 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: $I_{НОМ} = 5464 \text{ А. (3,903 А)}$ Коэффициент трансформации трансформаторов тока: $\eta_{ТТ} = 7000/5 \text{ А.}$

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:

$$I_{НБ(Н)} = K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_H = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_H, \quad (5.8)$$

где $K_{ОДН} = 0,5$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока;

$f_i = 0,1$ - относительная погрешность трансформаторов тока.

Уставка выбирается из условия:

$$I_{CP.0} \geq K_H \cdot I_{НБ(Н)} = 2 \cdot 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_H = 0,1 \cdot I_H, \quad (5.9)$$

где $K_H = 2$ - коэффициент надежности.

Принимаем уставку:

$$I_{CP.0} = 0,15 \cdot I_H = 0,15 \cdot 3,903 = 0,585 \text{ А.} \quad (5.10)$$

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:

$$I_{НБ(КЗ)} = K_{АП} \cdot f_i \cdot K_{ОДН} \cdot I_{МАКС}, \quad (5.11)$$

где $K_{АП} = 2$ - коэффициент апериодической 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);

$I_{\text{МАКС}}$ - максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трехфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения.

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E''}{X_d} \cdot I_H = \frac{1}{0,2} \cdot 5464 = 27320 \text{ А.} \quad (5.12)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса равен по:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 27320 = 2732 \text{ А}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_H}{I_T}, \quad (5.13)$$

$$K_T > \frac{2732 \cdot 2}{27320},$$

$$K_T > 0,2,$$

где $K_H = 2$ – 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):

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.14)$$

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

$$B \geq \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.15)$$

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

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

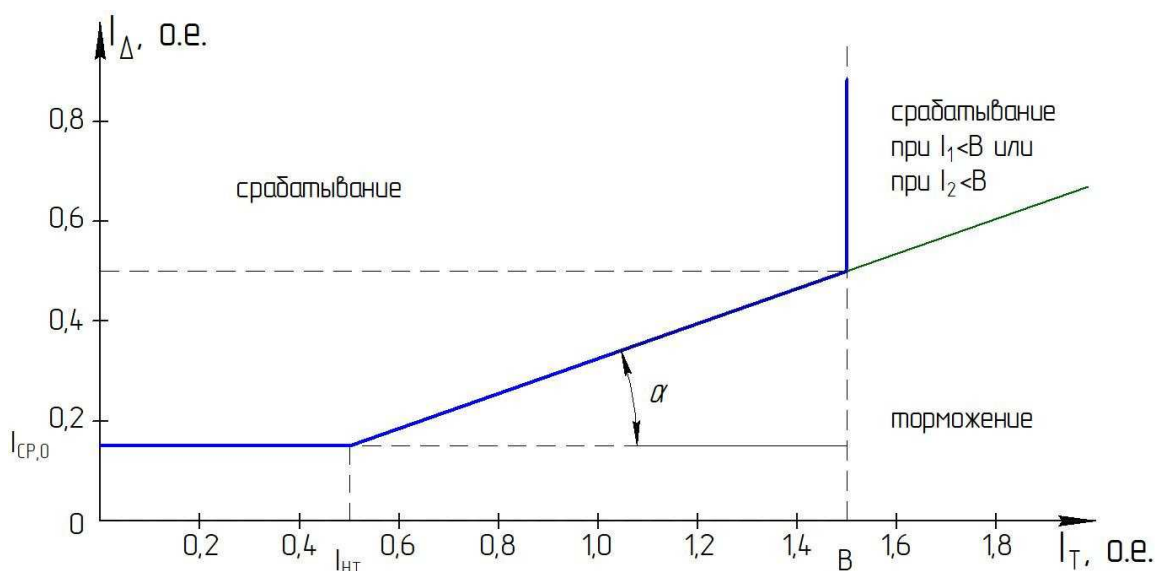


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

5.4.2 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 85-95% витков обмотки статора со стороны главных выводов; U_0 включается на напряжение нулевой последовательности $3U_0$ ТН линейных выводов генератора, измеряемое обмоткой «разомкнутый треугольник».

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

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.

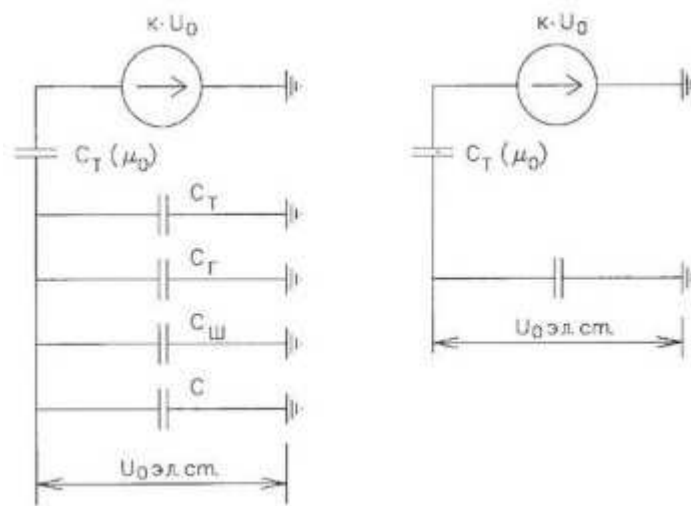


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_G + C_{Ш} + C_{ВГ} = 0,0073 + 0,64 + 0,008 + 0,35 = 1,005 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}, \quad (5.16)$$

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

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:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,57 \text{ кВ}, \quad (5.18)$$

Суммарный емкостной ток сети 13,8 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{\text{Л}} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 1,73 \cdot 46,57 \cdot 314 \cdot 1,005 \cdot 10^{-6} = 25,4 \text{ А} \quad (5.19)$$

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканиях на стороне 220 кВ:

$$U_{0 \text{ ЭЛ.СТ.}} = 0,5 \cdot 46570 \cdot \frac{0,009}{0,009 + 1,005} = 206,67 \text{ В}$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{CP}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3}{n_{\text{TH}}} \cdot U_{0 \text{ ЭЛ.СТ.}}, \quad (5.20)$$

$$U_{\text{CP}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 206,67}{\frac{13,8}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}},$$

$$U_{\text{CP}} \geq 4,1,$$

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

n_{TH} – 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 6 В действует с выдержкой времени 9,0 с действует на сигнал; U_{02G} с уставкой 10 В и выдержкой времени 0,5с действует на разгрузку агрегата; U_{0G} с уставкой равной 15 В и выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей ГГ и ВГ и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

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.

Для органа U_{03} уставка по коэффициенту торможения регулируется от 1 до 3.

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

$$X = \frac{1}{K_T + 2} = \frac{1}{3,1} = 32,25\%. \quad (5.21)$$

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.

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

1) Уставка защиты $U2>$ выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В.} \quad (5.22)$$

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:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.23)$$

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

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

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

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:

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

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

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

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

$$I_{2СИГН} = 0,07 \cdot I_H = 0,07 \cdot 5464 = 382,48 \text{ А } (0,07 \cdot I_H). \quad (5.26)$$

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

При этом:

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

Уставка равна:

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

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

$$I_{2ПУСК} = 0,15 \cdot I_H = 819,6 \text{ А } (0,15 \cdot I_H). \quad (5.29)$$

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

$$t_{ДОП} = \frac{A}{I_{2ПУСК}^2} = \frac{20}{0,15^2} \approx 880 \text{ с} \quad (5.30)$$

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

$$t_{СР} = \frac{20}{(I_{*2})^2}, \quad (5.31)$$

$$A_{ИО} = 20 = I_{*2}^2 \cdot t_{СР}. \quad (5.32)$$

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_H	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность (с)	20	55	80	125	220	500

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

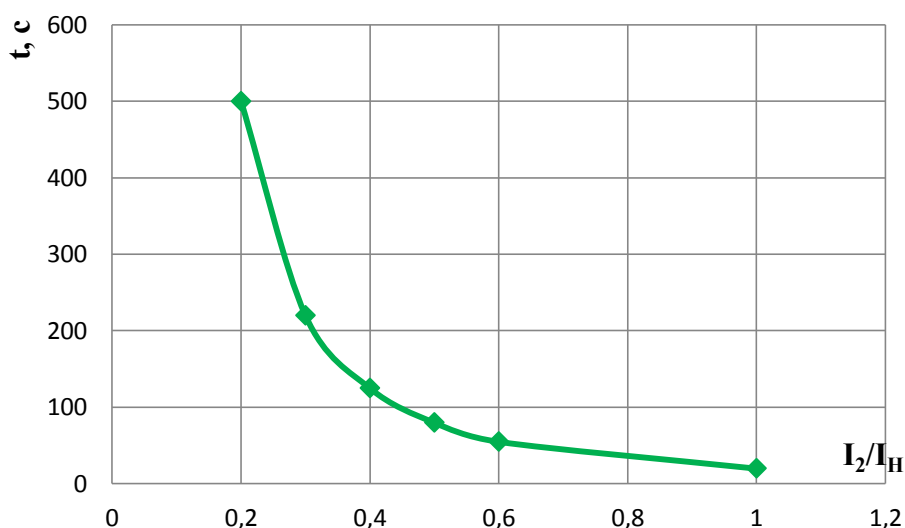


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем: $t_{\text{мин.}} = 20$ с, $t_{\text{макс.}} = 600$ с.

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

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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:

$$I_{2С.З.}^* \leq \frac{I_{\text{МИН}}^2}{K_{\text{Ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot (x_{d*}'' + x_{Г*} + 2 \cdot x_{Т*})} =$$

$$= \frac{1}{1,3 \cdot (61,5 + 92,3 + 2 \cdot 0,0011)} = 0,005 \text{ о. е.}, \quad (5.33)$$

где x_{d*}'' - сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси, приведенное к высокой стороне напряжения;

$x_{Г*}$ - сопротивление обратной последовательности генератора, приведенное к высокой стороне напряжения;

$x_{Т*}$ - сопротивление трансформатора в относительных единицах.

$$x_{d*}'' = x_d'' \left(\frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} \right)^2 = 0,2 \left(\frac{242}{13,8} \right)^2 = 61,5, \quad (5.34)$$

$$x_{Г*} = x_G \left(\frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} \right)^2 = 0,3 \left(\frac{242}{13,8} \right)^2 = 92,3, \quad (5.35)$$

$$x_{Т*} = \frac{U_K \%}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{0,11}{100} \cdot \frac{160}{160} = 0,0011. \quad (5.36)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения

$$I_{2С.З.}^* = I_{2С.З.}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = 0,005 \cdot 2 \cdot \frac{242}{13,8} = 0,175 \text{ о. е.} \quad (5.37)$$

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

При двухфазном КЗ в конце линии:

$$I_{2СЗ}^* \leq \frac{I_{\text{МИН}}^2}{K_{\text{Ч}}} = \frac{1}{1,2 \cdot (x_{\text{д}^*}'' + x_{\text{Г}^*} + 2 \cdot x_{\text{Т}^*} + 2x_{\text{Л}}^*)} =$$

$$= \frac{1}{1,2 \cdot (61,5 + 92,3 + 2 \cdot 0,0011 + 2 \cdot 0,216)} = 0,0054 \text{ о. е.}, \quad (5.38)$$

$$x_{\text{Л}}^* = \frac{S_{\text{б.}}}{U_{\text{б.}}^2} \cdot x_{\text{Л}} = \frac{160}{242^2} \cdot 79,17 = 0,216. \quad (5.39)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения

$$I_{2СЗ} = I_{2СЗ}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = 0,0054 \cdot 2 \cdot \frac{242}{13,8} = 0,189 \text{ о. е.} \quad (5.40)$$

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

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

5.4.5 Защита от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{СИГН}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.41)$$

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:

$$I_{1\text{ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 \cdot I_H. \quad (5.42)$$

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_H	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.

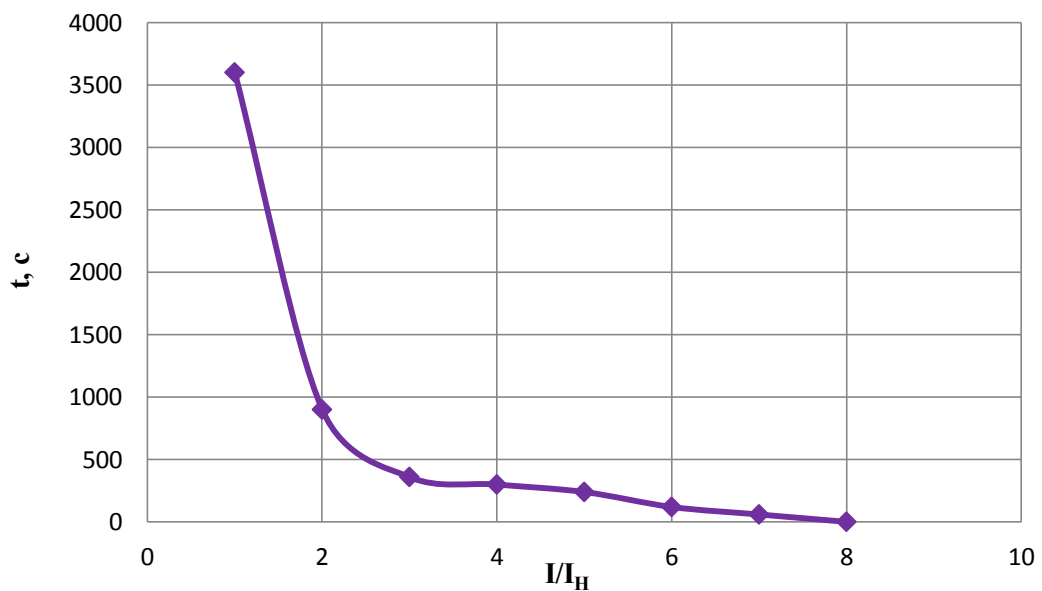


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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:

$$I_{1\text{отс}} = \frac{1,2 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0,98} = 1,224 \cdot I_{\text{НОМ}}, \quad (5.43)$$

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

$$U_{\text{ср}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{НОМ}}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot \frac{13800}{100}} = 66 \text{ В}. \quad (5.44)$$

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

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

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

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

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

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

а) по согласованию с первой ступенью защит вл 220 кВ Восточная ГЭС – п/ст Рудная:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 40,26 + \frac{0,8}{5} \cdot 79,17 = 44,88 \text{ Ом}, \quad (5.45)$$

где K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

Z_T – сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 220 кВ;

$$Z_T = \frac{0,11 \cdot 242^2}{160} = 40,26 \text{ Ом}.$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,11 \cdot \frac{160}{160} + \frac{0,8}{5} \cdot \frac{160}{242^2} \cdot 79,17 = 0,123.$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,123 \cdot 1,46 = 0,179 \text{ Ом}, \quad (5.46)$$

$$Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{\text{НГ}}} = \frac{13,8^2}{130,6} = 1,46. \quad (5.47)$$

Уставка будет равна:

$$Z_{1\text{СЗ}} = Z_1 \cdot \frac{n_{\text{T}}}{n_{\text{Н}}} = 0,179 \cdot \frac{\frac{7000}{5}}{\frac{13800}{100}} = 1,82 \text{ Ом}. \quad (5.48)$$

Принимаем уставку $Z_1 = 1,82 \text{ Ом}$.

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

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 5464} = 1,46 \text{ Ом}, \quad (5.49)$$

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

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

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.Х.}}} - 0,95}{x_d} = \frac{\frac{2 \cdot 1546}{963} - 0,95}{0,96} = 2,35, \quad (5.50)$$

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:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{H}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,35} = 0,404 \text{ о. е.}, \quad (5.51)$$

$$\cos\varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos\varphi_{\text{H}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,8}{0,95 \cdot 2,35} = 0,358, \quad (5.52)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = 69^{\circ}$.
Сопrotивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{\text{СЗII}} = \frac{Z_{\text{НАГР.}\Phi}}{K_{\text{H}}} = \frac{0,404}{1,1} = 0,37 \text{ о. е.}, \quad (5.53)$$

$$Z_{\text{СЗII}} = Z_{\text{II о.е.}} \cdot Z_{\text{Б}} = 0,37 \cdot \frac{13,8^2}{130,6} = 0,54 \text{ Ом.} \quad (5.54)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{\text{СЗII}} = \frac{Z_{\text{СЗII}} \cdot n_{\text{T}}}{n_{\text{H}}} = \frac{0,54 \cdot 7000/5}{13800/100} = 5,48 \text{ Ом}, \quad (5.55)$$

Принимаем уставку $Z_{\text{II}} = 5,5 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{\text{СМ1}} = 0,22 \text{ Ом}$, $Z_{\text{СМ2}} = 0,66 \text{ Ом}$.

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

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

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

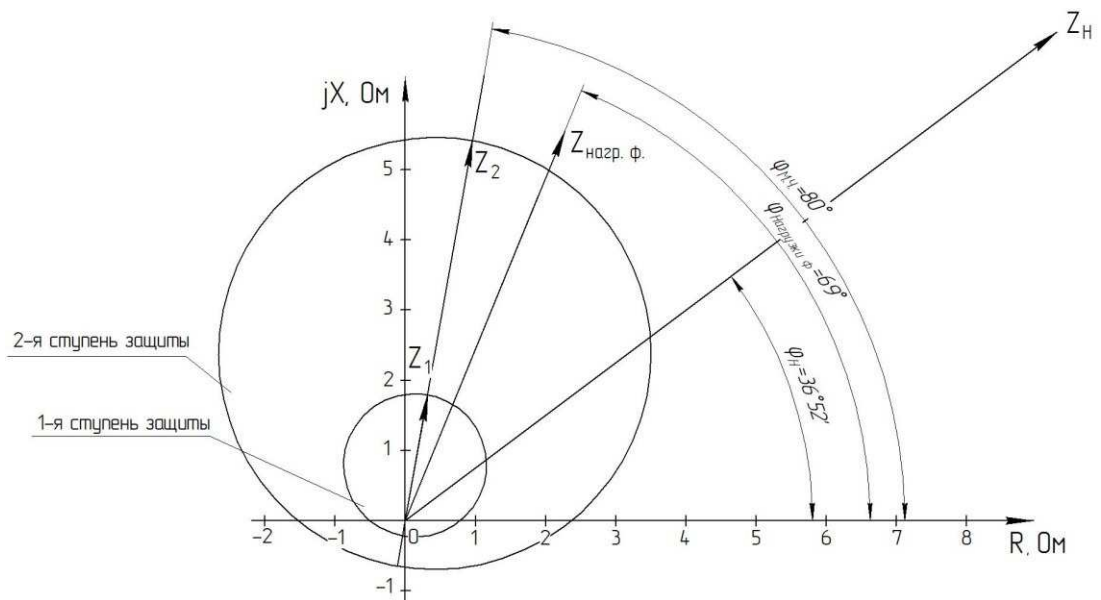


Рисунок 5.5 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.4.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.Р}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{НОМ.Р}. \quad (5.56)$$

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,08 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{НОМ.Р}. \quad (5.57)$$

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 – 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.

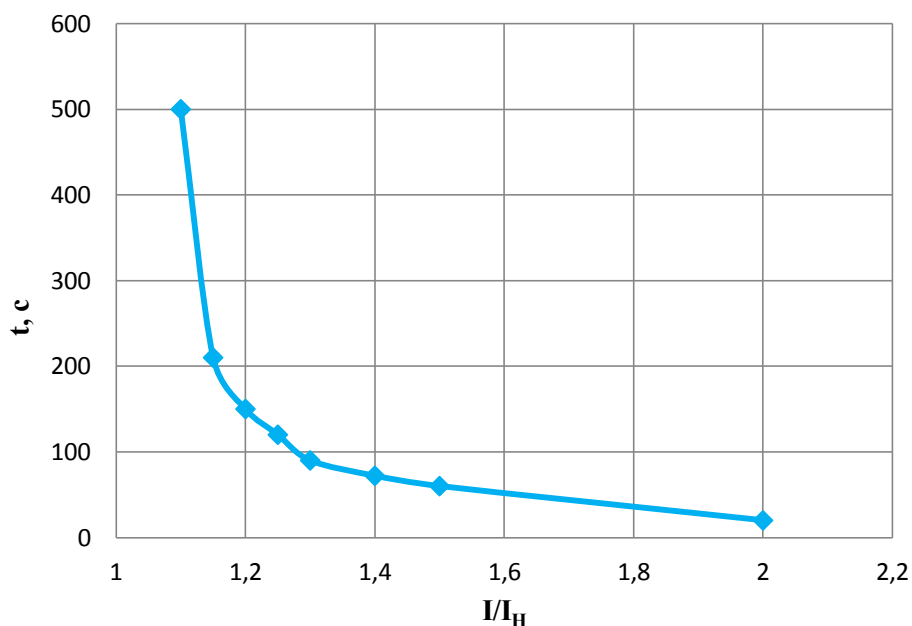


Рисунок 5.6 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{2,35 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 2,19 \cdot I_{НОМ.Р}. \quad (5.58)$$

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 200 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.

6 Компонировка сооружения гидроузла

6.1 Определение класса плотины и отметки гребня плотины

6.1.1 Определение класса ГТС

Определение класса ГТС выполняется по 3 критериям:

- 1) В зависимости от их высоты и типа грунта оснований
- 2) В зависимости от их назначения и условий эксплуатации
- 3) В зависимости от последствий возможных гидродинамических аварий

$$1) H = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНО}} = 805 - 755 = 50 \text{ м} - \text{класс III.} \quad (6.1)$$

$$2) N_{\text{уст}} = 550 \text{ МВт} - \text{класс II}$$

3) Число постоянно проживающих людей, которые могут пострадать от аварии на ГТС составляет 646 человек (Златоустовск - расположен в НБ ГЭС на расстоянии около 50 км). Данные по переписи населения 2010 года – класс II.

6.1.2 Определение типа плотины

Для определения типа плотины рассчитывается отношение $\frac{l}{h}$, где l - ширина ущелья по хорде на уровне гребня плотины, h - высота плотины.

$$l = 600 - 142 = 458 \text{ м}$$

$$\frac{l}{h} = \frac{458}{50} = 9,16$$

При $5 < \frac{l}{h} < 10$ могут рассматриваться бетонные плотины разных видов: гравитационные, контрфорсные, арочно-гравитационные и арочные.

Принимается к проектированию гравитационная бетонная плотина.

6.1.3 Определение отметки гребня плотины

Предварительный состав гидроузла: бетонная глухая плотина, станционная часть, водосбросная часть, грунтовая плотина отсутствует.

Для бетонных плотин с вертикальной напорной гранью отметку гребня находят по формуле:

$$\nabla_{\text{ГБП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_{1\%} + \Delta h_{\text{set}} + a, \quad (6.2)$$

где a - величина запаса, зависит от класса сооружения. Для 2 класса сооружения $a = 0,6$ м.

Определяется высота ветрового нагона:

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

где k_w - коэффициент, принимаемый по СП [3, Приложение Б];

V_w - расчётная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды для основного сочетания нагрузок обеспеченностью 2%, м/с ;

L - длина разгона волны, м;

α - угол между продольной осью водохранилища и направлением ветра, $\alpha = 0^\circ$;

d - условная расчётная глубина воды в водохранилище.

В условиях курсового проекта:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНО}}}{2} = \frac{805 - 755}{2} = 25 \text{ м}, \quad (6.4)$$

$$V_w = 27,1 \text{ м/с}$$

$$k_w = 3(1 + 0,3V_w) \cdot 10^{-7} = 3(1 + 0,3 \cdot 27,1) \cdot 10^{-7} = 27,39 \cdot 10^{-7}, \quad (6.5)$$

$$L = 296 \text{ м}$$

$$\Delta h_{\text{set}} = k_w \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cos \alpha = 27,39 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{27,1^2 \cdot 296}{9,81 \cdot 25} \cdot \cos 0^\circ = 0,0024 \text{ м}. \quad (6.6)$$

Определяется высота волны 1% обеспеченности для основного сочетания нагрузок и воздействий:

Вычисляются безразмерные комплексы $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$, где t - период развития волн на водохранилище ($t = 6 \text{ ч} = 21600 \text{ с}$).

Из графика по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны с глубиной $d > 0,5\bar{\lambda}_d$, где дно не влияет на основные характеристики волн) по

значениям $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$ определяют параметры $\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{V_w}$. Затем, используя меньшие полученные значения, вычисляют средний период волны \bar{T} (с) и среднюю высоту волны \bar{h} (м).

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 296}{27,1^2} = 3,95, \quad (6.7)$$

$$\frac{gt}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{27,1} = 7819,04. \quad (6.8)$$

$$\text{Для } \frac{gL}{V_w^2}: \quad \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,004 \quad \frac{g\bar{T}}{V_w} = 0,6$$

$$\text{Для } \frac{gt}{V_w}: \quad \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,075 \quad \frac{g\bar{T}}{V_w} = 3,79$$

$$\bar{h} = \frac{0,004 \cdot V_w^2}{g} = \frac{0,004 \cdot 27,1^2}{9,81} = 0,3 \text{ м}, \quad (6.9)$$

$$\bar{T} = \frac{0,6 \cdot V_w}{g} = \frac{0,6 \cdot 27,1}{9,81} = 1,66 \text{ с}. \quad (6.10)$$

Вычисляется средняя длина волны:

$$\bar{\lambda} = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 1,66^2}{2 \cdot 3,14} = 4,3 \text{ м}. \quad (6.11)$$

Проверяется условие $d > 0,5\bar{\lambda}$:

$$25 > 0,5 \cdot 4,3 = 2,15 - \text{условие выполнено.}$$

Определяют высоту волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 0,3 \cdot 2,1 = 0,63 \text{ м}. \quad (6.12)$$

где K_i – коэффициент, определяемый по графику в зависимости от значения $\frac{gL}{V_w^2}$ (для глубоководной зоны).

$$\nabla\text{ГБП} = \nabla\text{НПУ} + h_{1\%} + \Delta h_{set} + a = 805 + 0,63 + 0,0024 + 0,6 = 806,23 \text{ м}. \quad (6.13)$$

6.2 Гидравлические расчёты

6.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Количество агрегатов, участвующих в пропуске расчётных расходов ($n-1$), т.к. число гидроагрегатов ГЭС равняется 6.

Расчётный максимальный расход для основного расчётного случая принимается 1% обеспеченности ($Q_{\max \text{ расч}}$ для сооружения II класса).

Расход через ГЭС равен:

$$Q_{\text{ГЭС}} = Q_{\text{ГА}} \cdot (n - 1) = 319 \cdot (6 - 1) = 1595 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.14)$$

$$Q_p = Q_{\max \text{ расч}} - Q_{\text{ГЭС}} = 3393 - 1595 = 1798 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.15)$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_B}, \quad (6.16)$$

где q_B -удельный расход на водосливе.

$$q_B = 1,25q_p, \quad (6.17)$$

где q_p -удельный расход на рисберме.

$$q_p = [v_h] \cdot h_{\text{НБ}}, \quad (6.18)$$

где $h_{\text{НБ}}$ – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой $\nabla_{\text{УНБ}} = f(Q_{\text{НБ}})$ при $Q_{\max \text{ расч}} = 3393 \text{ м}^3/\text{с}$;

$[v_h]$ – допустимая скорость на рисберме, принимается в зависимости от грунтов, слагающих дно реки, $V_n = 7 \text{ м}/\text{с}$ для скального основания (гранодиорит).

$$\nabla_{\text{УНБ}} = 760,8 \text{ м}$$

$$h_{\text{НБ}} = \nabla_{\text{УНБ}} - \nabla_{\text{ДНО}} = 760,8 - 755 = 5,8 \text{ м}, \quad (6.19)$$

$$q_p = 7 \cdot 5,8 = 40,6 \frac{\text{м}^2}{\text{с}}$$

$$q_B = 1,25 \cdot 40,6 = 50,75 \frac{\text{м}^2}{\text{с}}$$

$$B = \frac{1798}{50,75} = 35,4 \text{ м}$$

Стандартную ширину пролёта принимается 9 метров, тогда число пролётов будет 4.

Тогда ширина водосливного фронта будет равна $B=4 \cdot 9 = 36 \text{ м}$.

6.2.2 Определение отметки гребня водослива

Рассчитывается криволинейный безвакуумный водослив практического профиля.

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

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{1798}{0,49 \cdot 36 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 8,1 \text{ м}, \quad (6.20)$$

где m – коэффициент расхода, для профиля А $m=0.49$.

$$H_{02} = \left(\frac{Q_p}{m\varepsilon\sigma_n B\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{1798}{0,49 \cdot 0,908 \cdot 1 \cdot 36 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 8,6 \text{ м}, \quad (6.21)$$

где σ_n – коэффициент подтопления, водослив не подтоплен, поэтому $\sigma_n = 1$;

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

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi + (n-1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (4-1) \cdot 0,45}{4} \cdot \frac{8,1}{9} = 0,908, \quad (6.22)$$

где ξ – коэффициент формы боковых устоев, принимается 0,7;

ξ_0 – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане и от формы верховой грани быка, принимается 0,45.

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 8,6 - \frac{1,1 \cdot 0,77^2}{2 \cdot 9,81} = 8,57 \text{ м}, \quad (6.23)$$

$$V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla НПУ - \nabla ДНА)(B + (n-1)\delta_0)} = \frac{1798}{(805 - 755)(36 + (4-1) \cdot 3,5)} = 0,77 \text{ м/с}, \quad (6.24)$$

где δ_0 – толщина быка.

Бык выбирается разрезной. Толщина неразрезного быка определяется по её графической зависимости от ширины водосливного пролёта. При $b=9$ м и $H > 7$ м она равна 2,5. Тогда толщина разрезного быка будет равна: $\delta_0 = 2,5 + 1,0 = 3,5$ м.

Отметку гребня водослива определяют по формуле:

$$\nabla ГВ = \nabla НПУ - H_{cm} = 805 - 9 = 796 \text{ м}, \quad (6.25)$$

где $H_{ст}$ – стандартный напор, м, ближайший к H в соответствии с техническим регламентом, принимается равным 9 м.

Отметку верха быка вычисляют по формуле:

$$\nabla ГБ = \nabla ГВ + 1,6H_{cm} = 796 + 1,6 \cdot 9 = 810,4 \text{ м}, \quad (6.26)$$

Так как $\nabla ГБП = 806,26 < \nabla ГБ = 810,4$, то отметку гребня плотины принимается равной 810,4 м.

6.2.3 Построение профиля водосливной грани

По проектному напору $H_{пр} = H_{ст}$ определяют координаты оголовка безвакуумного водослива с оголовком профиля А. Табличные координаты x и y умножают на $H_{ст}$ и строят кривую А-В. Результаты расчета приведены в таблице 6.1.

Сопряжение водосливной грани с поверхностью водобоя можно очертить по дуге С-Д радиусом R . Величину этого радиуса можно определить по формуле:

$$R = (0,2 \div 0,5)(P_b + H) = 0,2 \cdot ((810,4 - 755) + 9) = 12,88 \text{ м}. \quad (6.27)$$

Таблица 6.1- Координаты оголовка безвакуумного водослива типа А

x, м	y, м	x, м	y, м	x, м	y, м	x, м	y, м
0	1,134	9	2,304	18	11,115	27	25,416
0,9	0,324	9,9	2,889	18,9	12,321	27,9	27,117
1,8	0,063	10,8	3,546	19,8	13,572	28,8	28,863
2,7	0	11,7	4,275	20,7	14,877	29,7	30,645
3,6	0,054	12,6	5,076	22,14	17,046	30,6	32,481
4,5	0,243	13,5	5,949	22,5	17,64	31,5	34,362
5,4	0,54	14,4	6,876	23,4	19,098	32,4	36,279

Продолжение таблицы 6.1

x, м	y, м	x, м	y, м	x, м	y, м	x, м	y, м
6,3	0,9	15,3	7,857	24,3	20,601	33,3	38,241
7,2	1,314	16,2	8,883	25,2	22,158	34,2	40,239
8,1	1,782	17,1	9,972	25,92	23,49	35,1	42,237

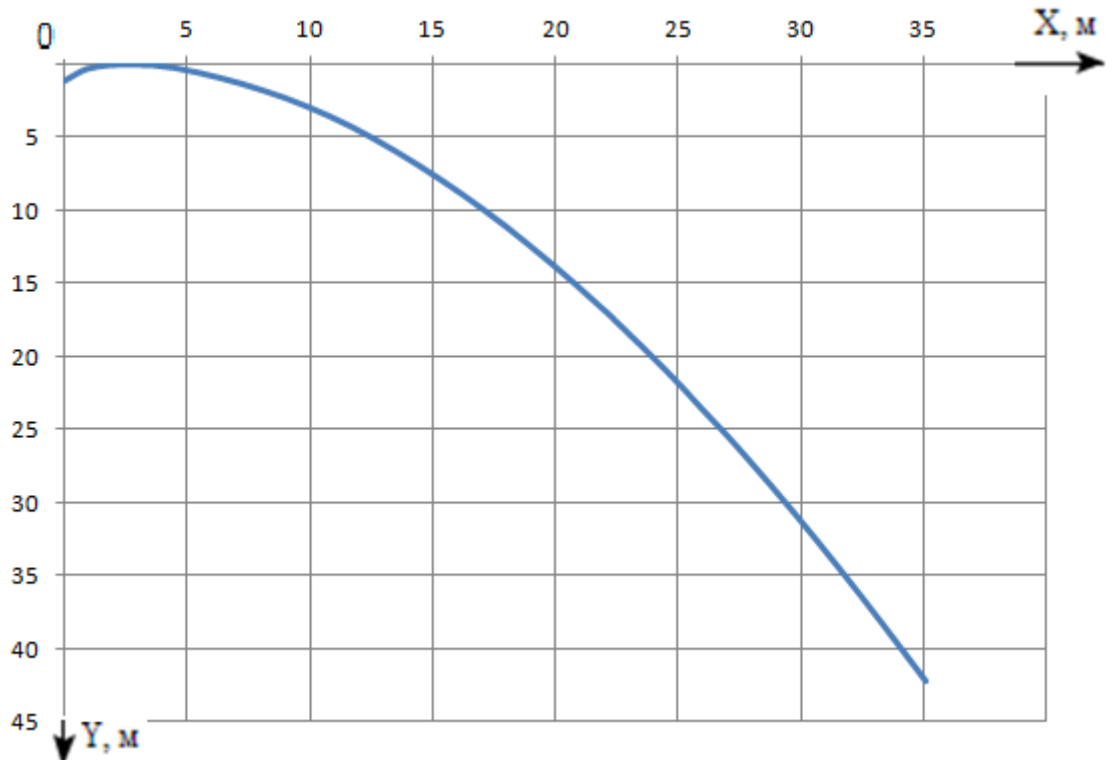


Рис. 6.1 - Оголовок водосливной плотины

6.2.4 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Вычисляют критическую глубину потока при полном открытии всех отверстий:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_p^2}{(B + \Sigma \delta_o)^2 g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 1798^2}{(36 + (4-1) \cdot 3,5)^2 \cdot 9,81}} = 5,5, \quad (6.28)$$

где α – коэффициент Кориолиса, равный 1,1.

Вычисляют удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА} = 805 - 755 = 50 \text{ м} \quad (6.29)$$

Вычисляют отношение $\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}}$ и определяют значение коэффициента скорости φ в зависимости от длины сливной грани. При высоте плотины свыше 40 м большой длине сливной грани $\varphi = 0,9$.

По графику М.Д. Чертоусова в зависимости от коэффициента скорости φ и ξ_{T_0} определяют ξ_c и ξ_c'' .

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{50}{5,5} = 9,09, \quad (6.30)$$

$$\xi_c = 0,3 \text{ и } \xi_c'' = 2,6$$

Вычисляют сопряженные глубины:

$$h_c' = \xi_c h_{кр} = 0,3 \cdot 5,5 = 1,65 \text{ м}, \quad (6.31)$$

$$h_c'' = \xi_c'' h_{кр} = 2,6 \cdot 5,5 = 14,3 \text{ м}, \quad (6.32)$$

Так как $h_c'' > h_{НБ}$ ($14,3 > 5,8$), то сопряжение по типу отогнанного прыжка.

Как правило, отогнанный прыжок за плотиной не допускается, поэтому проектируют сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка. Для этого необходимо создать за водосливом соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью специальных устройств- гасителей энергии.

6.2.5 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи

Применяется для водосбросных плотин на скальном основании высотой более 40 м.

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 её на дне образуется яма размыва (рис.6.2). Основная задача проектирования – обеспечение отброса струи на расстояние безопасное для устойчивости водосбросной плотины и других ГТС.

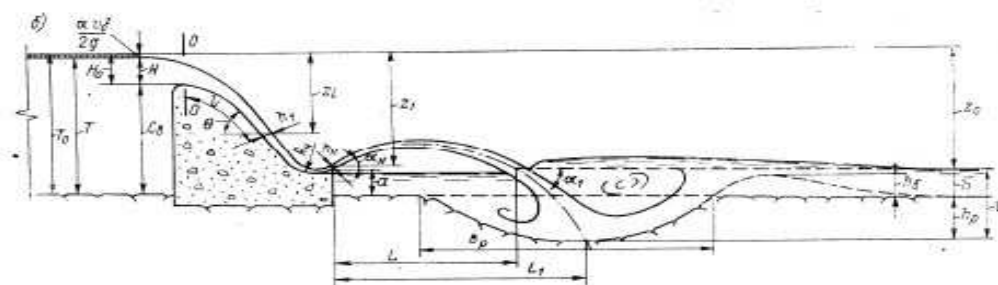


Рисунок 6.2 – Схема к расчёту отброса струи

Дальность отброса струи зависит от превышения отметки верхнего бьефа над отметкой носка-трамплина, высоты уступа над дном реки и угла наклона поверхности трамплина к горизонту.

Отметку уступа назначают выше максимальной отметки УНБ, соответствующей расходу воды при пропуске расхода поверочного случая, но не менее чем на $1 \div 2$ м.

Расход для поверочного случая принимается 0,1 % обеспеченности для II класса сооружения.

$$Q_{\text{пов.мах.}} = 4054 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$\nabla_{\text{УНБ}_{\text{мах}}} = 761 \text{ м}$$

$$\nabla_{\text{носка}} = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{мах}}} + (1 \div 2) = 761 + 2 = 763 \text{ м.} \quad (6.33)$$

Дальность отлёта струи от плотины до входа в воду нижнего бьефа можно вычислить по формуле:

$$L = k_a Z_1 \varphi^2 \sin 2\alpha \left(\left(1 + \left(\frac{z_0}{z_1} - 1 \right) \frac{1}{\varphi^2 \sin^2 \alpha} \right)^{0,5} + 1 \right), \quad (6.34)$$

где k_a - коэффициент аэрации потока;

$\alpha = 30^\circ \div 35^\circ$ - угол схода струи с трамплина, принимается 30° ;

φ - коэффициент скорости потока, принимается 0,9.

$$Z_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{УНБ}_{\text{мах.осн.}}} = 805 - 760,8 = 44,2 \text{ м,} \quad (6.35)$$

$$Z_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{носка}} = 805 - 763 = 42 \text{ м.} \quad (6.36)$$

Коэффициент аэрации k_a можно определить, зная число Фруда:

$$Fr = \frac{v_H^2}{gh_H}, \quad (6.37)$$

где v_H - скорость потока на носке;

h_H - высота потока воды на носке.

$$v_H = \varphi \sqrt{2gZ_1} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 42} = 25,8 \text{ м/с}, \quad (6.38)$$

$$h_H = \frac{q}{v_H} = \frac{Q_p}{B+(n-1)\delta_6} = \frac{1798}{36+(4-1) \cdot 3,5} = 1,5 \text{ м}, \quad (6.39)$$

$$Fr = \frac{25,8^2}{9,81 \cdot 1,5} = 45,3,$$

$Fr \geq 35$ $k_a = 0,8 - 0,9$, принимается 0,9.

$$L = 0,9 \cdot 42 \cdot 0,9^2 \sin 2 \cdot 30^\circ \left(\left(1 + \left(\frac{44,2}{42} - 1 \right) \frac{1}{0,9^2 \sin^2 30^\circ} \right)^{0,5} + 1 \right) = 56 \text{ м}$$

Безопасное расстояние отлёта струи для плотины на основании из слабой скалы составляет $L > (0,5 - 0,6)Z_0$.

$56 > 0,5 \cdot 44,2 = 22,1 \text{ м}$, расстояние отлёта струи безопасное.

Глубину ямы размыва вычисляют по формуле:

$$h_{\text{раз}} = t - h_{\text{НБ}}, \quad (6.40)$$

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{НБ}}}{d}} \cdot h_H, \quad (6.41)$$

где d - средняя крупность отдельностей в скале, в предварительных расчётах можно принимать равной 1.

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{45,3}) \cdot \sqrt{45,3} \cdot \sqrt[4]{\frac{5,8}{1}} \cdot 1,5 = 19,8 \text{ м},$$

$$h_{\text{раз}} = 19,8 - 5,8 = 14 \text{ м}.$$

Расстояние от плотины до центра размыва определяют по формуле:

$$L_1 = L + \frac{t}{\text{tg} a_1}, \quad (6.42)$$

где a_1 - угол входа струи в воду.

$$\text{tg} a_1 = \sqrt{\text{tg}^2 a + \frac{2g(0,5h_H \cdot \cos a + a - h_{\text{НБ}})}{v_H^2 \cdot \cos^2 a}}, \quad (6.43)$$

где a - высота уступа над дном, равная 8 м.

$$tga_1 = \sqrt{tg^2 30^\circ + \frac{2 \cdot 9,81(0,5 \cdot 1,5 \cdot \cos 30^\circ + 8 - 5,8)}{25,8^2 \cdot \cos^2 30^\circ}} = 0,66$$

$$L_1 = 56 + \frac{19,8}{0,66} = 86 \text{ м}$$

Длина горизонтального участка ямы размыва вдоль течения на уровне дна ямы размыва равна:

$$b_p = 2,5h_{кр} + 3,7h_{раз} = 2,5 \cdot 5,5 + 3,7 \cdot 14 = 65,55 \text{ м.} \quad (6.44)$$

Заложение верхового и низового откоса ямы размыва принимаются равными: $m_1 = 2,2$, $m_2 = 1,5$.

6.2.6 Проектирование донного водовыпуска

Донный водовыпуск предназначен для пропуска расчётного расхода в строительный период и в период, когда эксплуатация поверхностного водосброса затруднительна или невозможна. Количество водосбросных отверстий назначают в зависимости от числа и размеров секций плотины и величины пропускаемого расхода.

Определяется площадь одного водосбросного отверстия:

$$\omega_{во} = \frac{Q_{расч}}{\mu \sqrt{2gH_{во}}} = \frac{470,68}{0,8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 15}} = 34,3 \text{ м}^2, \quad (6.45)$$

где $H_{во}$ – напор над центром выходного отверстия;

μ – коэффициент расхода, равный 0,8;

$\omega_{во}$ – площадь выходного отверстия;

$Q_{расч}$ – расход, сбрасываемый через отверстие.

$$H_{во} = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ВО} = 805 - 790 = 15 \text{ м.} \quad (6.46)$$

$Q_{расч}$ вычисляется по формуле:

$$Q_{расч} = \frac{V_{пол}}{t_{сраб}} = \frac{7,32 \cdot 10^9}{6 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} = 470,68 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}. \quad (6.47)$$

Назначается одно донное водосбросное отверстие прямоугольного сечения размерами 6×6 м. Под донный водоспуск будет запроектирован отдельный пролёт на водосливной плотине для удобства маневрирования глубинными затворами.

6.3 Конструирование плотины

6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

Практикой установлено, что на скальных основаниях экономичная по прочности ширина подошвы B является достаточной и по условию устойчивости сооружения против сдвига, если:

$$B = (0,7 \div 0,8)h. \quad (6.48)$$

Высота плотины с учетом выемки слабонесущих грунтов:

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 805 - 751 = 54 \text{ м}, \quad (6.49)$$

где $\nabla_{\text{под}}$ – отметка подошвы определяется как: отметка дна с вычетом толщины грунта с низкой несущей способностью:

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - h_{\text{гр}} - h_{\text{ск}} = 755 - 3 - 1 = 751 \text{ м}, \quad (6.50)$$

где $h_{\text{ск}}$ – толщина слабонесущего вынимаемого скального грунта; $h_{\text{ск}} = 1$ м;

$h_{\text{гр}}$ – толщина удаляемого слоя гравийного грунта с песком; $h_{\text{гр}} = 3$ м.

Ширина подошвы:

$$B = h \cdot 0,75 = 54 \cdot 0,75 = 40,5 \text{ м}; \quad (6.51)$$

6.3.2 Разрезка бетонной плотины швами

При проектировании бетонных плотин на скальных основаниях предусматривают их разрезку поперечными межсекционными швами и продольными межстолбчатыми швами.

Расстояние между секционными швами выбирается равным ширине секции на водосливной плотине:

$$l_c = b + \delta_6 = 9 + 3,5 = 12,5 \text{ м}. \quad (6.52)$$

При возведении плотины, для уменьшения трещинообразования в блоках, необходимо разрезать секцию на два столба. Тогда плановый размер блока составляет 12,5 x 20,25 м.

6.3.3 Быки

На водосливе устраиваются быки для деления водосливного фронта на пролеты и для установки затворов. Быки выполняются разрезными для предотвращения заклинивания затворов.

Ширина неразрезного быка определяется в пункте 2.2. Ширина разрезного быка равна $\delta_6 = 3,5$ м.

Регулирование стока будет осуществляться плоскими затворами. По графику в зависимости от ширины пролёта и напора на водосливе определяется тип затвора.

В итоге выбирается сдвоенный плоский затвор.

Ширина паза рабочего и аварийно-ремонтного затвора принимается равной 0,75 м.

Длина пазов принимается равной 1,5 м, толщина быка между пазами принимается равной 1,5 м, расстояние, на которое выдвигается бык, в сторону верхнего бьефа относительно напорной грани равняется $a = 5$ м (Рисунок 6.3).

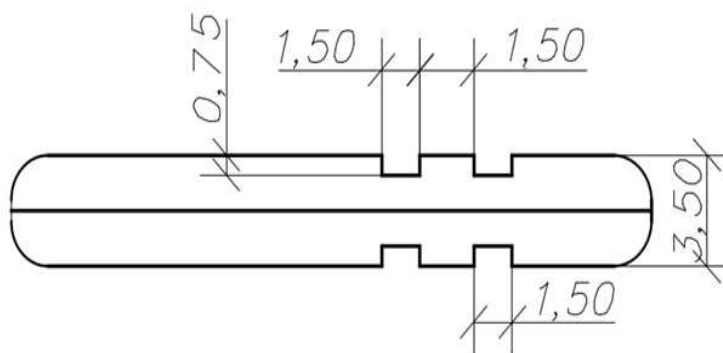


Рисунок 6.3 – Размеры разрезного быка

6.3.4 Устой

Устраивается один разделительный устой между водосбросной и станционной плотиной. Ширина устоя принимается равной ширине разрезного быка, т.е. $b_{уст} = 3,50$ м. Устой выдвигается в НБ на расстояние равное 40 м, в ВБ на расстояние равное 20 м.

6.3.5 Галереи в теле плотины

В теле плотины устраиваются смотровые продольные и поперечные галереи.

Размеры продольных галерей принимаются:

- Смотровая галерея – 1,5 x 2,5 м;
- Цементационная галерея – 3,0 x 4,0 м.
- Дренажная галерея – 3,0 x 4,0 м.

Смотровые галереи расположены на отметках $\nabla 770,50$ м, $\nabla 788,20$ м.

Цементационная и дренажная галереи расположена на отметке 7753,00 м.

Размеры поперечных галерей принимаются: 1,5 x 2,0 м.

6.3.6 Дренаж тела бетонных плотин

Вдоль напорной грани предусматривается устройство дренажа в виде вертикальных скважин. Диаметр вертикальных дренажных скважин принимается 20 см; расстояние между осями дренажа - 3 м. Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа, а также до верховой грани продольной галереи должно удовлетворять условию:

$$a_{др} \geq \frac{H_d \gamma_n}{I_{кр,м}} \quad (6.53)$$

где H_d – напор над расчётным сечением.

γ_n – коэффициент надёжности по ответственности сооружения, равен 1,20;

$I_{кр,м}$ – критический средний градиент напора, для бетонной плотины равен 25,

Для галереи 7753:

$$H_d = \nabla_{НПУ} - \nabla_{гал} = 805 - 753 = 52 \text{ м.} \quad (6.54)$$

Минимальное допустимое расстояние от напорной грани до дренажа:

$$a_{др} = \frac{52 \cdot 1,20}{25} = 2,5 \text{ м.}$$

Принимается 2,5 метра.

Для галереи 7770,50:

$$H_d = 805 - 770,50 = 34,5 \text{ м.}$$

Минимальное допустимое расстояние от напорной грани до дренажа и до верховой грани продольной галереи:

$$a_{др} = \frac{34,5 \cdot 1,20}{25} = 1,66 \text{ м.}$$

Принимается 2,5 метра.

Для галереи 7788,20 расстояние от напорной грани до дренажа и до верховой грани продольной галереи принимается 2,5 м.

6.4 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины

6.4.1 Противофильтрационная завеса

Толщина противофильтрационной завесы должна быть:

$$\delta_{зав} \geq \frac{\Delta H_3 \gamma_n}{J_{cr,m}} \quad (6.55)$$

где ΔH_3 – потери напора на завесе;

γ_n – коэффициент надёжности по ответственности сооружения, для II класса ГТС равный 1,20;

$J_{cr,m}$ – критический градиент напора на завесе, в скальных грунтах равный принимается равный 25 для удельного водопоглощения скального грунта в завесе, принятым $q_c = 0,05$ л/(мин · м²).

В соответствии с СП, напор на цементационной завесе, отнесённый к максимальному напору, равен:

$$\frac{H_3}{H_{max}} = 0,4, \text{ отсюда } H_3 = 0,4H_{max} = 0,4 \cdot (\nabla_{НПУ} - \nabla_{УНБ_{мин}}) = 0,4 \cdot (805 - 756,5) = 19,4 \text{ м}; \quad (6.56)$$

$$\nabla_{УНБ_{мин}} = f(Q_{сан} = 150 \text{ м}^3/\text{с})$$

Тогда потери напора на завесе равны:

$$\Delta H_3 = H_{max} - H_3 = 48,5 - 19,4 = 29,1 \text{ м}. \quad (6.57)$$

Тогда толщина цементационной завесы:

$$\delta_{зав} \geq \frac{29,1 \cdot 1,2}{25} > 1,397 \text{ м}.$$

Так как обычно ряд цементационных скважин обеспечивает толщину завесы примерно 3м, отсюда, толщина цементационной завесы принимается 3 м. Завеса однорядная.

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы назначают в пределах:

$$l = (0,1 - 0,25)B = 0,1 \cdot 40,5 = 4,05 \text{ м}, \quad (6.58)$$

где B - ширина подошвы плотины.

Глубину цементационной завесы принимают равной:

$$h_{зав} = (0,5 \div 0,8)H_{max} = (0,5 \div 0,8) \cdot (\nabla_{НПУ} - \nabla_{УНБ_{мин}}), \quad (6.59)$$

$$h_{зав} = 0,5 \cdot (805 - 756,5) = 24,25 \text{ м.}$$

Расстояние между скважинами в ряду составляет 3 м.

6.4.2 Дренажные устройства в основании в скальных грунтах

Дренаж в скальных грунтах выполняется в виде вертикальных скважин диаметром 200 мм с шагом 3м.

Напор на дренаже равен:

$$\begin{aligned} \frac{H_{др}}{H_{max}} &= 0,15, \text{ отсюда } H_{др} = 0,15H_{max} = 0,15 \cdot (\nabla_{НПУ} - \nabla_{УНБ_{мин}}) = \\ &= 0,15 \cdot (805 - 756,5) = 7,3 \text{ м;} \end{aligned} \quad (6.60)$$

Глубина скважин принимается равной:

$$h_{др} = (0,5 \div 0,7)h_{зав}; \quad (6.61)$$

$$h_{др} = 0,5 \cdot 24,25 = 12,1 \text{ м}$$

Расстояние между дренажными и цементационными скважинами принимается равным 5 м.

6.5 Определение сокращённого состава нагрузок на плотину для основного сочетания нагрузок и воздействий

Сокращённый состав нагрузок определяется при $\nabla_{\text{НПУ}} = 805$ м в верхнем бьефе и минимальном уровне нижнего бьефа при пропуске санитарного расхода $Q_{\text{сан}} = 150 \text{ м}^3/\text{с}$ $\nabla_{\text{УНБ}_{\text{мин}}} = 756,5$ м. Нагрузки собираются на 1 п.м. длины плотины.

Площади плотины, быка, эпюр действующих нагрузок и плечи действующих сил относительно середины подошвы (т.О) строятся и вычисляются в программе AutoCad.

6.5.1 Вес сооружения и затворов

Вес плотины определяется с учетом объема продольных галерей, но без учета полости. (Рисунок 6.4).

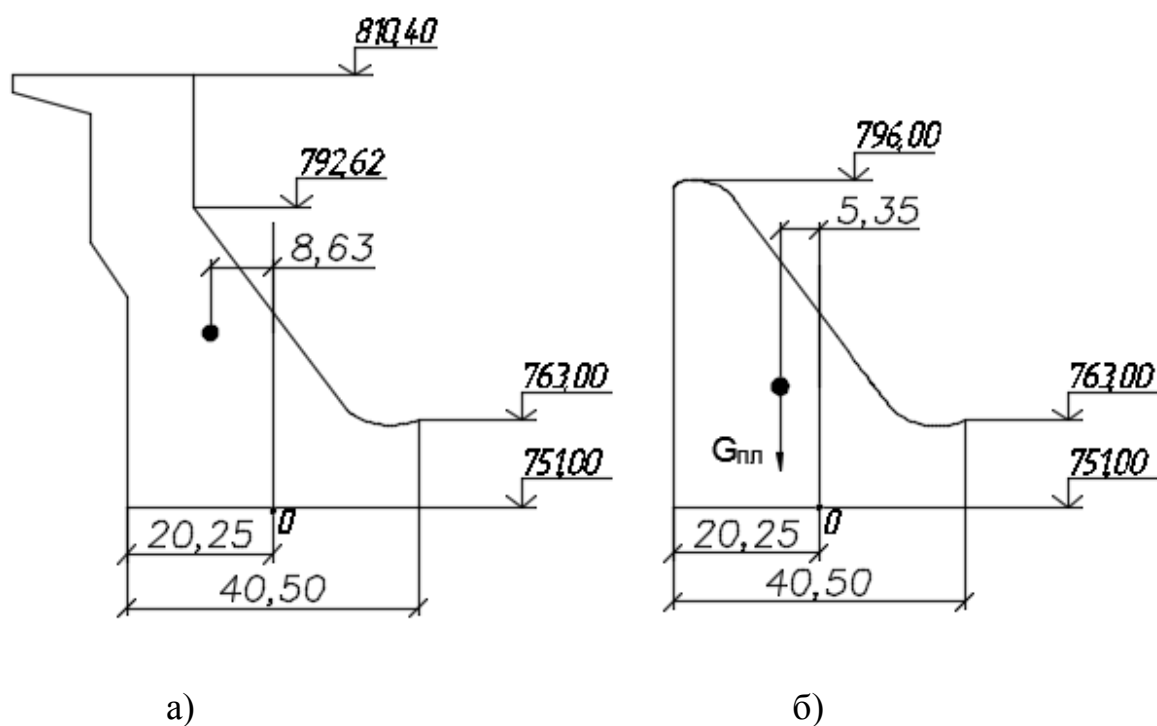


Рисунок 6.4 – Поперечный разрез быка (а) и плотины (б) при определении площади поперечного сечения

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} b g \rho_{\text{Б}}}{b + \delta_{\text{Б}}} = \frac{1113,6 \cdot 9 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{9 + 3,5} = 18877,4 \text{ кН}, \quad (6.62)$$

где $S_{\text{пл}}$ – площадь поперечного сечения плотины ($S_{\text{пл}} = 1113,6 \text{ м}^2$);
 b – ширина пролёта;
 $\delta_{\text{Б}}$ – толщина быка;
 $\rho_{\text{Б}}$ – плотность бетона.

Вес быка и его центр тяжести определяется аналогично:

$$G_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}} \delta_{\text{б}} g \rho_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{1435,6 \cdot 3,5 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{9 + 3,5} = 9463,9 \text{ кН}, \quad (6.63)$$

где $S_{\text{б}}$ – это площадь поперечного сечения быка ($S_{\text{б}} = 1435,6 \text{ м}^2$).

Вес плоского затвора можно определить по формуле А.Р. Березинского:

$$Q_3 \approx 0,055 f \sqrt{f g} \approx 0,055 \cdot 103,5 \cdot \sqrt{103,5 \cdot 9,81} = 568 \text{ кН}, \quad (6.64)$$

где f – площадь затвора.

$$f = (\nabla \text{ФПУ} - \nabla \text{ГВ} + 0,5) b = (807 - 796 + 0,5) \cdot 9 = 103,5 \text{ м}^2, \quad (6.65)$$

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{568}{9 + 3,5} = 45,44 \text{ кН}. \quad (6.66)$$

Плечо силы веса затвора 20,25 м.

6.5.2 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

Со стороны верхнего бьефа:

$$T_{\text{в}} = \frac{\rho_w g h_1^2}{2} = \frac{1 \cdot 9,81 \cdot 54^2}{2} = 14303 \text{ кН}, \quad (6.67)$$

$$\text{где } h_1 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{под} = 805 - 751 = 54 \text{ м}. \quad (6.68)$$

Со стороны нижнего бьефа:

$$T_{\text{н}} = \frac{\rho_w g h_2^2}{2} = \frac{1 \cdot 9,81 \cdot 5,5^2}{2} = 148,4 \text{ кН}, \quad (6.69)$$

$$\text{где } h_2 = \nabla \text{УНБ}_{\text{мин}} - \nabla \text{под} = 756,5 - 751 = 5,5 \text{ м}. \quad (6.70)$$

Плечо силы гидростатического давления со стороны верхнего бьефа равно:

$$t_{\text{в}} = \frac{1}{3} h_1 = \frac{1}{3} \cdot 54 = 18 \text{ м}. \quad (6.71)$$

Для нижнего бьефа аналогично:

$$t_{\text{н}} = \frac{1}{3} h_2 = \frac{1}{3} \cdot 5,5 = 1,8 \text{ м}. \quad (6.72)$$

6.5.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Силу взвешивающего давления определяют по формуле:

$$W_{\text{взв}} = S_{\text{эп}} \rho g = 222,75 \cdot 1 \cdot 9,81 = 2185,2 \text{ кН}, \quad (6.73)$$

где $S_{\text{эп}}$ – площадь эпюры взвешивающего давления.

Плечо силы взвешивающего давления равно нулю, так как центр приложения силы взвешивающего давления проходит через середину подошвы плотины.

6.5.4 Сила фильтрационного давления

Напор на цементационной завесе $H_3 = 19,4$ м;

Напор на дренаже: $H_{\text{др}} = 7,3$ м;

В соответствии с этими значениями строится эпюра фильтрационного давления, площадь которой равна $320,8 \text{ м}^2$:

Фильтрационное давление, действующее на подошву:

$$W_{\text{ф}} = \rho_w g S_{\text{эп}} = 1 \cdot 9,81 \cdot 320,8 = 3147,05 \text{ кН}. \quad (6.74)$$

Плечо силы относительно середины подошвы плотины (т.0) фильтрационного давления равно $11,25$ м.

6.5.5 Давление грунта

Грунт, оказывающий давление на основание плотины с верхнего и нижнего бьефа, состоит из слоя гравийно-песчаного грунта толщиной 3 м, слоя скального грунта – гранодиорита, толщиной 1 м. Также со стороны верхнего бьефа будут оказывать давление наносы (толщина 4 м), представляющие собой слой взвешенной в воде супеси, принесённой с верховьев реки.

Давление наносов на вертикальную грань определим по формуле:

$$P_{\text{н}} = \gamma_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}} \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{н}}}{2} \right) = 10,1 \cdot 4 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{16}{2} \right) = 22,9 \text{ кПа} \quad (6.75)$$

где $\gamma_{\text{н}}$ – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;

$\varphi_{\text{н}}$ – угол внутреннего трения наносов во взвешенном состоянии, для супеси равен $\varphi_{\text{н}} = 16^\circ$;

$\gamma_{\text{н}}$ рассчитывается по формуле:

$$\gamma_{\text{н}} = \gamma_{\text{с}} - (1 - n_0) \gamma_w = 16 - (1 - 0,4) \cdot 9,81 = 10,1 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}, \quad (6.76)$$

где γ_c – удельный вес супеси, принимается 16 кН/м^3 ;

n_0 – пористость сухой супеси, принимается 0,4;

γ_w – удельный вес воды;

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м:

$$E_H = (P_H h_H)/2 = (22,9 \cdot 4)/2 = 45,8 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.77)$$

Активное давление грунта основания со стороны верхнего бьефа определяется следующим образом:

$$P'_{гр} = \gamma_H h_H t g^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) = 10,1 \cdot 4 \cdot t g^2 \left(45 - \frac{33}{2} \right) = 11,9 \text{ кПа}, \quad (6.78)$$

где $\varphi_{гр}$ – угол внутреннего трения водонасыщенного гравийно–песчаного грунта во взвешенном состоянии, равный $\varphi_{гр} = 33^\circ$.

В точке на нижней границе слоя галечного грунта с песком толщиной 3 м, где действуют и вес наносов, и вес грунта, давление равняется:

$$P''_{гр} = (\gamma_H h_H + \gamma_{гр}^{взв} h_{гр}) t g^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) = (10,1 \cdot 4 + 12,5 \cdot 3) \cdot t g^2 \left(45 - \frac{33}{2} \right) = 23 \text{ кПа}, \quad (6.78)$$

$$\gamma_{гр}^{взв} = \gamma_{гр} - (1 - n_0) \gamma_w = 19 - (1 - 0,34) \cdot 9,81 = 12,5 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}, \quad (6.79)$$

где $\gamma_{гр}$ – удельный вес гравийного грунта с песком, принимается 19 кН/м^3 ;

n_0 – пористость сухого грунта, принимается 0,34;

γ_w – удельный вес воды.

Боковое давление скального грунта рассчитаем аналогичным образом:

$$P'_{ск} = (\gamma_H h_H + \gamma_{гр}^{взв} h_{гр}) t g^2 \left(45 - \frac{\varphi_{ск}}{2} \right) = (10,1 \cdot 4 + 12,5 \cdot 3) \cdot t g^2 \left(45 - \frac{35}{2} \right) = 21,1 \text{ кПа}. \quad (6.80)$$

В точке на нижней границе слоя диорита толщиной 1 м, где действуют и вес наносов, и вес всех слоёв грунта, давление равняется:

$$P''_{ск} = (\gamma_H h_H + \gamma_{гр}^{взв} h_{гр} + \gamma_{ск} h_{ск}) t g^2 \left(45 - \frac{\varphi_{ск}}{2} \right) = (10,1 \cdot 4 + 12,5 \cdot 3 + 28 \cdot 1) \cdot t g^2 \left(45 - \frac{35}{2} \right) = 28,7 \text{ кПа}, \quad (6.81)$$

где $\varphi_{\text{СК}}$ – угол внутреннего трения скального грунта, равный 35° ;

$\gamma_{\text{СК}}$ – удельный вес скального грунта, равный $\gamma_{\text{СК}} = 28 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}$.

Равнодействующая активного давления грунта:

$$E_{\text{ав}} = \frac{P'_{\text{гр}} + P''_{\text{гр}}}{2} \cdot h_{\text{гр}} + \frac{P'_{\text{СК}} + P''_{\text{СК}}}{2} \cdot h_{\text{СК}} = \frac{11,9 + 23}{2} \cdot 3 + \frac{21,1 + 28,7}{2} \cdot 1 = 77,3 \text{ кН.} \quad (6.82)$$

Плечо силы давления наносов относительно подошвы 5,33 м. Плечо силы активного давления грунта относительно подошвы 2,34 м.

Пассивное давление грунта основания со стороны нижнего бьефа определяется аналогичным образом:

В точке на нижней границе слоя гравийно - песчаного грунта толщиной 3 м, давление равняется:

$$P'_{\text{гр}} = \gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} h_{\text{гр}} \cdot tg^2 \left(45 + \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) = 12,5 \cdot 3 \cdot tg^2 \left(45 + \frac{33}{2} \right) = 127,2 \text{ кПа.} \quad (6.83)$$

Боковое давление скального грунта рассчитаем аналогичным образом:

$$P'_{\text{СК}} = \gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} h_{\text{гр}} \cdot tg^2 \left(45 + \frac{\varphi_{\text{СК}}}{2} \right) = 12,5 \cdot 3 \cdot tg^2 \left(45 + \frac{35}{2} \right) = 138,4 \text{ кПа.} \quad (6.84)$$

В точке на нижней границе слоя гранодиорита толщиной 1 м, давление равняется:

$$P''_{\text{СК}} = (\gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} h_{\text{гр}} + \gamma_{\text{СК}} h_{\text{СК}}) tg^2 \left(45 + \frac{\varphi_{\text{СК}}}{2} \right) = (12,5 \cdot 3 + 28 \cdot 1) \cdot tg^2 \cdot \left(45 + \frac{35}{2} \right) = 241,7 \text{ кПа.} \quad (6.85)$$

Равнодействующая пассивного давления грунта:

$$E_{\text{пн}} = \frac{1}{2} \cdot h_{\text{гр}} \cdot P'_{\text{гр}} + \frac{P'_{\text{СК}} + P''_{\text{СК}}}{2} \cdot h_{\text{СК}} = \frac{1}{2} \cdot 3 \cdot 127,2 + \frac{138,4 + 241,7}{2} \cdot 1 = 381 \text{ кН.} \quad (6.86)$$

Плечо силы пассивного давления грунта относительно подошвы 1,23 м.

6.5.6 Волновое давление

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

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \rho_w g h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = 0,5 \cdot 1 \cdot 9,81 \cdot 0,63 \cdot \left(\frac{4,3}{3,14} + \frac{0,29}{2} \right) =$$

$$= 4,68 \text{ кН}, \quad (6.87)$$

где $h_{1\%}$ – высота волны 1% обеспеченности, $h_{1\%} = 0,63 \text{ м}$;
 $\bar{\lambda}$ – средняя длина волны, $\bar{\lambda} = 4,3 \text{ м}$;

$$h_0 = \frac{\pi h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 0,63^2}{4,3} = 0,29 \text{ м}. \quad (6.88)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{4,3}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 0,63 = 0,44 \text{ м}. \quad (6.89)$$

Эпюру волнового давления можно представить в виде треугольника, основание которого параллельно верховой грани плотины, одна вершина треугольника, лежащая на основании, расположена на $1,1h_{1\%} = 1,1 \cdot 0,63 = 0,69 \text{ м}$ над $\nabla\text{НПУ}$, а другая ниже $\nabla\text{НПУ}$ на $8h_{1\%} = 8 \cdot 0,63 = 5,04 \text{ м}$.

Высота треугольника определяется геометрически:

$$W_{\text{волн}} = \frac{9,1h_{1\%} \cdot x}{2} \cdot \gamma_v = \frac{9,1 \cdot 1,1 \cdot x}{2} \cdot 9,81 = 28,1x, \quad (6.90)$$

где x – высота треугольника.

Отсюда:

$$x = \frac{W_{\text{волн}}}{28,1} = \frac{4,68}{28,1} = 0,17 \text{ м}. \quad (6.91)$$

Плечо силы волнового давления равно расстоянию от центра тяжести эпюры до подошвы:

$$\nabla\text{НПУ} - y_c - \nabla_{\text{под}} = 805 - 0,44 - 751 = 53,6 \text{ м}. \quad (6.92)$$

6.5.7 Расчёт прочности плотины

Расчёт прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). В результате расчёта определяются напряжения на гранях плотины, которые сравниваются с критериями прочности.

Все напряжения определяются на гранях в горизонтальном сечении на отметке подошвы.

В расчёте плотины сжимающие напряжения со знаком «−», растягивающие – со знаком «+», изгибающий момент относительно середины расчётного сечения, действующий на тело плотины по часовой стрелке принимается со знаком «+», против часовой стрелки – со знаком «−».

В таблице 6.2 приведены действующие силы, их моменты и плечи.

Таблица 6.2 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	γ_f	Направление силы	Для основного сочетания нагрузок и воздействий		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
Тв	1	→	14303	18	257454
Тн	1	←	148,4	1,8	-267,12
Гб	0,95	↓	8990,7	8,63	-77589,8
Гпл	0,95	↓	17933,53	5,35	-95944,4
Wвзв	1	↑	2185,2	0	0
Wф	1	↑	3147,05	11,25	35404,3
Ен	1,2	→	54,96	5,33	292,9
Wволн	1	→	4,68	53,6	250,9
Qз	1	↓	568	18,9	-10735,2
Еав	1,2	→	92,8	2,34	217,1
Епн	0,8	←	304,8	1,23	-374,9
			$\Sigma \downarrow \uparrow = 22160$		$\Sigma M = 108707,8$

Расчёт краевых напряжений для основного сочетания нагрузок и воздействий в горизонтальном сечении плотины на отметке подошвы (при расчёте на 1 погонный метр длины) выполняется по формулам:

Для верховой грани:

Нормальное напряжение, действующее по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B^2} = -\frac{22160}{40,5} + \frac{6 \cdot 108707,8}{40,5^2} = -149,5 \text{ кПа}, \quad (6.93)$$

где N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину относительно середины подошвы;

B – ширина подошвы плотины.

Нормальное напряжение, действующее по вертикальной площадке:

$$\begin{aligned} \sigma_x^u &= \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -149,5 \cdot 0 - 10 \cdot 54 \cdot (1 - 0) = \\ &= -540 \text{ кПа}, \end{aligned} \quad (6.94)$$

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

$H_d^u = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{подошвы}} = 805 - 751 = 54 \text{ м.}$ –напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

$m_u = \tan \alpha_1$. Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то $m_u = 0$.

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (10 \cdot 54 - 149,5) \cdot 0 = 0. \quad (6.95)$$

Главное минимальное сжимающее напряжение:

$$\begin{aligned} \sigma_1^u &= \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -149,5 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 54 \cdot 0 = \\ &= -149,5 \text{ кПа.} \end{aligned} \quad (6.96)$$

Главное максимальное сжимающее напряжение:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 54 = -540 \text{ кН/м}^2. \quad (6.97)$$

Низовая грань:

Нормальное напряжение, действующее по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{B^2} = -\frac{22160}{40,5} - \frac{6 \cdot 108707,8}{40,5^2} = -944,7 \text{ кН/м}^2. \quad (6.98)$$

Нормальное напряжение, действующее по вертикальной площадке:

$$\begin{aligned} \sigma_x^t &= \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = -944,7 \cdot 0^2 - 10 \cdot 5,5 \cdot \\ &\cdot (1 - 0^2) = -55 \text{ кН/м}^2, \end{aligned} \quad (6.99)$$

где $m_t = \text{ctan } \alpha_2 = 0$ – заложение низовой грани в расчётном сечении;

$H_d^t = \nabla_{\text{УНБ}} - \nabla_{\text{подошвы}} = 756,5 - 751 = 5,5 \text{ м.}$ –напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа.

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 5,5 - 944,7) \cdot 0 = 0 \text{ кН/м}^2 \quad (6.100)$$

Главные напряжения:

$$\begin{aligned} \sigma_3^t &= \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = -944 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot \\ &\cdot 5,5 \cdot 0^2 = -944 \text{ кН/м}^2, \end{aligned} \quad (6.101)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 5,5 = -55 \text{ кН/м}^2. \quad (6.102)$$

В таблице 6.3 приведены краевые напряжения на гранях плотины.

Таблица 6.3 – Краевые напряжения на гранях плотины

Грань	Напряжение	Значение, кПа
Верховая	σ_y^u	-149,5
	σ_x^u	-540
	τ_{xy}^u	0
	σ_1^u	-149,5
	σ_3^u	-540
Низовая	σ_y^t	-944,7
	σ_x^t	-55
	τ_{xy}^t	0
	σ_1^t	-55
	σ_3^t	-944,7

6.5.8 Критерии прочности плотины

Необходимо проверить соблюдение критериев прочности:

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_c \cdot R_b, \quad (6.103)$$

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

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок, для основного сочетания нагрузок и воздействий в период нормальной эксплуатации, $\gamma_{lc} = 1$;

γ_{cd} – коэффициент условий работы, для основного сочетания нагрузок и воздействий. $\gamma_c = 0,95$;

В проекте назначается бетон класса В20. Выполняется проверка бетона по прочности на сжатие:

$$1,20 \cdot 1,00 \cdot |-944,7| \leq 0,95 \cdot 20000. \quad (6.104)$$

1133,64 < 19000, условие прочности выполняется.

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

$$\sigma'_y < 0. \quad (6.105)$$

-149,5 кН/м² < 0- условие выполнено.

3. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u. \quad (6.106)$$

$$149,5 \geq 0,25 \cdot 10 \cdot (805 - 751),$$

$$149,5 \text{ кН/м}^2 > 135 \text{ кН/м}^2.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиями прочности.

6.5.9 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:

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.107)$$

$$\begin{aligned} R &= (G_{пл} + G_B - W_{взв} - W_{\phi} + Q_3) \cdot \tan \varphi + E_{nn} \cdot \gamma'_{cd} + c \cdot \omega = \\ &= (17933,53 + 8990,7 - 2185,2 - 3147,5 + 568) \cdot 0,7 + 304,8 \cdot 0,7 + \\ &+ 100 \cdot 40,5 = 19775 \text{ кН/м}, \end{aligned} \quad (6.108)$$

где $\tan \varphi = 0,7$ – внутреннее трение для скалы в основании;

$c = 100 \text{ кН/м}^2$ – сцепление скалы;

$\omega = B_{п} \cdot 1 = 40,5 \text{ м}^2$ – проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр;

$$\begin{aligned} F &= T_B - T_H + W_{вол} + E_H = 14303 - 148,4 + 4,68 + 54,96 = \\ &= 14214,24 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \end{aligned} \quad (6.109)$$

Таким образом, условие на сдвиг:

$$\frac{19775 \cdot 0,95}{14214,24 \cdot 1} = 1,32,$$

$1,32 > 1,20$ – условие выполняется.

Исходя из расчетов, можно утверждать, что выбранный профиль плотины удовлетворяет условиям прочности и надёжности при основном сочетании нагрузок и воздействий.

7 Пожарная безопасность, охрана труда, техника безопасности, мероприятия по охране природы

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Одной из важнейших задач службы эксплуатации Восточной ГЭС является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Последствия аварий на ГЭС (прорыв напорного фронта) могут быть катастрофическими для всего региона. Поэтому обеспечение безопасности ГЭС является задачей общегосударственного значения. Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации Восточной ГЭС регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Основным из которых является Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений». Требованием закона «О безопасности ГЭС» является составление Декларации о безопасности ГЭС, которое определяется положением, утвержденным Правительством РФ. Данное Положение определяет содержание, порядок составления Декларации о безопасности ГЭС. Осуществление государственной экспертизы является обязательным для ГЭС при их проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитальном ремонте, восстановлении или консервации.

Ответственность за обеспечение безопасности лежит на собственнике гидроэлектростанции. Для контроля состояния основных сооружений Восточной ГЭС оснащаем контрольно–измерительной аппаратурой для отслеживания напряженно–деформированного состояния, горизонтальных и вертикальных перемещений, фильтрационного режима, сейсмоконтроля. Вводим в состав эксплуатационного персонала специальное подразделение, задача которого – измерение с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГЭС на основе анализа величин контролируемых показателей.

В соответствии с Федеральным законом о безопасности ГЭС собственник ГЭС разрабатывает декларацию безопасности, которая является основным документом, содержащим сведения о соответствии ГЭС критериям безопасности.

7.2 Охрана труда

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций, территория и акватория, где они размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим Нормам технологического проектирования гидроэлектрических и

гидроаккумулирующих электростанций, Трудового кодекса, Санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию, Государственным стандартам безопасности труда, Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, Правилам устройства электроустановок, Техническому регламенту о пожарной безопасности и Правилам противопожарного режима РФ и иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

Отступления от требований вышеперечисленных правил как при обслуживании действующего, так и вновь вводимого или реконструируемого оборудования не допускаются, за исключением введения новых нормативных актов по охране труда.

Основными задачами в области охраны труда, техники безопасности при эксплуатации оборудования и сооружений ГЭС является создание безопасных условий труда, обучение персонала безопасным приемам работ, приемам оказания первой помощи при несчастных случаях, выявление и устранение причин производственного травматизма, повышение культуры производства, разработка и осуществление организационно-технических и санитарно-гигиенических мероприятий по предупреждению и снижению производственного травматизма и заболеваемости.

На ГЭС организацию работы по технике безопасности, охране труда должен осуществлять руководитель организации, руководители подразделений и производственных участков. Названные лица, в соответствии со своими должностными инструкциями, обязаны обеспечить проведение организационных и технических мероприятий по созданию безопасных условий труда, инструктаж и обучение персонала безопасным методам работы и контроль выполнения правил техники безопасности.

Приказом руководителя ГЭС должно быть назначено лицо, ответственное за организацию практической работы и осуществляющие внутренний надзор за состоянием охраны труда и техники безопасности.

Надзор за соблюдением правил по охране труда, технике безопасности персоналом гидроэлектростанций осуществляют: СОТ и ПК, уполномоченные по ОТ, а также органы государственной власти, уполномоченные в соответствующих областях деятельности.

Расследование несчастных случаев на гидроэлектростанциях производится в соответствии с действующим положением о расследовании и учете несчастных случаев на производстве.

На ГЭС должен быть организован кабинет по охране труда, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

При эксплуатации электроустановок ГЭС персонал и другие лица, занятые техническим обслуживанием электроустановок, проводящих в них оперативные переключения, организующих и выполняющих строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения, обязаны выполнять требования норм законодательства, действующих введенных

уполномоченными органами государственной власти правил по охране труда (правил безопасности), Стандарта, стандартов организации (инструкций) ГЭС.

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам выполнения работ, в том числе при проведении огневых работ, пройти проверку знаний и иметь документ о праве проведения этих работ.

Электроустановки гидроэлектростанций должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда, и быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами.

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках гидроэлектростанций, являются:

- оформление наряда, распоряжения или перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

При выполнении работ по эксплуатационному обслуживанию, ремонту, наладке и испытаниям гидротурбинного оборудования, электрического оборудования, механического оборудования ГТС и ГТС ГЭС должны выполняться требования действующих общих правил безопасности для этой области деятельности, Стандарта, стандартов организации (инструкций) гидроэлектростанций.

В техническую документацию по эксплуатации и техническому обслуживанию основного гидротурбинного оборудования и механической части гидрогенераторов, включая вспомогательное оборудование; по эксплуатации ГТС; по техническому обслуживанию ГТС; по техническому обслуживанию напорных металлических и железобетонных трубопроводов; по обслуживанию механизмов затворов гидротехнических сооружений; по расчистке водных объектов и сооружений от сора; по пропуску паводковых и паводковых расходов воды через сооружения; по опорожнению и наполнению водохранилища и бьефа; по расчистке водохранилищ от наносов; на всех объектах ГЭС, выполняемых в зимний период; на объектах ГЭС, выполняемых под водой (водолазные работы); по обслуживанию иных объектов ГЭС, должны быть включены требования по безопасной организации работ и охране труда.

На ГЭС должны быть разработаны и доведены до сведения всего персонала безопасные маршруты следования по территории к месту работы, оперативные планы пожаротушения и эвакуации людей на случай пожара или аварийной ситуации.

7.3 Пожарная безопасность

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в правилах пожарной безопасности, утвержденных МЧС России. В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции или другое лицо, назначенное приказом.

ГЭС должны быть оборудованы установками пожарной сигнализации и системой оповещения и управления эвакуацией людей.

Руководитель ГЭС обязан:

- организовать изучение и выполнение правил пожарной безопасности всеми работниками гидроэлектростанций;
- обеспечить разработку и выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности;
- установить противопожарный режим на территории, в производственных, административных и вспомогательных помещениях, соответствующий их пожарной опасности;
- установить порядок регулярной проверки состояния пожарной безопасности ГЭС;
- назначить ответственных лиц за пожарную безопасность по каждому производственному участку и помещению;
- о каждом пожаре сообщать в местные органы пожарной безопасности, назначать комиссию для установления причин пожара и разработки противопожарных мероприятий и т.д.

Ответственность за пожарную безопасность отдельных производственных и вспомогательных помещений (сооружений) и размещенных в них оборудования и устройств возлагается на руководителей структурных подразделений или на специально назначенных должностных лиц.

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

- обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность;
- обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;
- организовать пожарно-техническую подготовку подчиненного персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;
- обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;

– установить порядок и ответственность за содержание в исправном состоянии и постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

В обязанности оперативного персонала входит: при возникновении пожара, аварии или других опасных факторов, угрожающих персоналу и нарушающих режим работы оборудования, принять меры к немедленному вызову пожарных подразделений, известить руководство гидроэлектростанции, обесточить электрооборудование в зоне пожара, выдать письменный допуск для тушения пожара, организовать его тушение и эвакуацию персонала (при необходимости), а также восстановление нормального режима работы оборудования и т.д.

Каждый работающий на ГЭС обязан знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности на рабочем месте, в других помещениях и на территории, при возникновении пожара немедленно сообщить вышестоящему руководителю или оперативному персоналу о месте пожара, принять возможные меры к спасению людей, имущества и приступить к ликвидации пожара имеющимися средствами пожаротушения с соблюдением мер безопасности.

Подготовка ИТР, рабочих и служащих Восточной гидроэлектростанции по пожарной безопасности состоит из следующих основных положений:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- проводимые в структурных подразделениях регулярные инструктажи, по вопросам пожарной безопасности;
- занятия по пожарно-техническому минимуму для соответствующих категорий персонала;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение квалификации в учебных центрах, а также при проведении семинаров и целевых конференций по противопожарной защите;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности.

Проверка знаний и инструкций по пожарной безопасности и конкретные требования по работе с персоналом определяются "Правилами организации работы с персоналом на предприятиях и в учреждениях энергетического производства".

Все лица, поступающие работать на Восточной гидроэлектростанцию, либо принятые на временную работу, учащиеся и студенты, проходящие производственную практику, должны пройти вводный инструктаж по пожарной безопасности.

На генераторах ГЭС устанавливаются защиты, которые автоматически с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора сигнализируют о наличии возгорания. Пожаротушение осуществляется вручную. В качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода. Вблизи лобовых частей обмоток статора размещают дренажные кольцевые трубопроводы, в которых выполнены отверстия со специальными насадками - дренажами - ось которых направлена в сторону обмотки. Следует отметить,

что при ложном срабатывании защиты или при длительной подаче воды происходит излишнее увлажнение изоляции, поэтому требуется достаточно высокая надежность работы этих устройств.

Трансформаторы на ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат значительное количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. С этой целью по периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых устанавливаются дренчерные оросители.

7.4 Охрана природы

Гидротехническое строительство, решая различные проблемы участников водохозяйственного комплекса, приводит к нежелательным эффектам для окружающей среды и человека, которые нередко становятся причиной реализации различного рода неблагоприятных воздействий, способных наносить материальные, экономические, экологические и социальные ущербы. Экологическая безопасность относится к центральным требованиям при эксплуатации ГЭС.

Тенденция к наиболее эффективному и безопасному использованию гидроэлектростанций требует решения ряда задач взаимодействия ГЭС с окружающей средой. Для Восточной ГЭС проводим анализ федеральных и региональных законодательных и нормативных документов, а также требований международного права, регламентирующих охрану окружающей среды и использование природных ресурсов на стадиях проектирования, строительства и эксплуатации гидросооружений.

Правовой основой в области охраны окружающей среды и использования природных ресурсов при проектировании Восточной ГЭС на реке Селемджа являются следующие нормативы:

– Федеральный закон от 10 января 2002 г. N 7–ФЗ (ред. от 29.12.2015) «Об охране окружающей среды»;

– Федеральный Закон от 24 апреля 1995 года N 52–ФЗ (ред. от 13.07.2015) «О животном мире»;

– Водный кодекс Российской Федерации от 03 июня 2006 N 74-ФЗ (ред. от 28.11.2015 с изм. и доп., вступ. В силу с 01.01.2016);

– Лесной кодекс Российской Федерации от 4 декабря 2006 № 200–ФЗ (ред. от 01.05.2016);

– Земельный кодекс Российской Федерации от 25 октября 2001 года N 136–ФЗ (ред. от 23.05.2016);

– Другие нормативные документы РФ.

К наиболее значимым экологическим задачам при проектировании, строительстве и эксплуатации Восточной ГЭС относятся:

– создание водохранилища и связанные с этим трансформация ландшафтов, климатические изменения и пр.;

- подготовка ложа водохранилища, в том числе, свodka леса и санация территории;
- сбросы ГЭС в процессе эксплуатации и связанные с эти изменения, гидрологического, температурного и ледового режима реки в нижнем бьефе гидроузла;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства и эксплуатации;
- образование и управление отходами на стадии строительства и эксплуатации;
- переселение населения из зоны затопления.

8 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

8.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Объёмы продаж электроэнергии в прогнозном периоде представлены в таблице 8.1

Таблица 8.1 – Оценка объёмов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2020	2021	2022	2023	2024
Установленная мощность	МВт	550,0	550,0	550,0	550,0	550,0
Число часов использования установленной мощности	Часы	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0
Выработка электроэнергии	МВт*ч	1099320,0	2199840,0	2199840,0	2199840,0	2199840,0
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт*ч	10999,2	21998,4	21998,4	21998,4	21998,4
Объём реализации электроэнергии	МВт*ч	1088920,8	2177841,6	2177841,6	2177841,6	2177841,6
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт*ч	1007,0	1042,0	1077,0	1110,0	1143,0
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	91,4	189,1	195,5	201,5	207,4
НДС к выручке	млн.руб.	13,9	28,8	29,8	30,7	31,6

8.2 Текущие расходы по гидроузлу

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.

Текущие затраты – затраты, необходимые для создания 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 рассчитываются, исходя из среднего срока службы основного оборудования.

Расходы по страхованию имущества принимаем в размере (от остаточной балансовой стоимости основных фондов) 0,08%.

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

Период расчета в программе 240 месяцев, период окупаемости 84 месяца. Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/Мвт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	140,35
Прочие	274,0	150,69
Итого по ГЭС	–	291,04

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости. Удельные значения расходов на ремонт в процентах, представлены в таблице 8.3.

Таблице 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этап проекта	Величина, %
От 1 до 5	0,04
От 6 до 16 лет	0,06
От 17 до 24 лет	0,08

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитаны исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям ПАО РусГидро. Результат представлен в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс.руб/Мвт	74,45
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб/Мвт*ч	5,21
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб/Мвт*ч	1,51
Итого		81,18

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

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2020	2021	2022	2023	2024
Амортизационные отчисления, млн.руб.	177,6	256,1	256,1	256,1	256,1
Расходы на страхование, млн.руб.	2,4	28,1	57,9	90,4	122,4
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	145,5	291	291	291	291
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	0,1	1,2	2,4	5,6	7,6
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	40,6	81,2	81,2	81,2	81,2
Налог на воду, млн.руб.	9,5	22,8	22,8	22,8	22,8
Итого, млн.руб.	375,7	680,4	711,5	747,2	781,2

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы (рисунок 8.1).

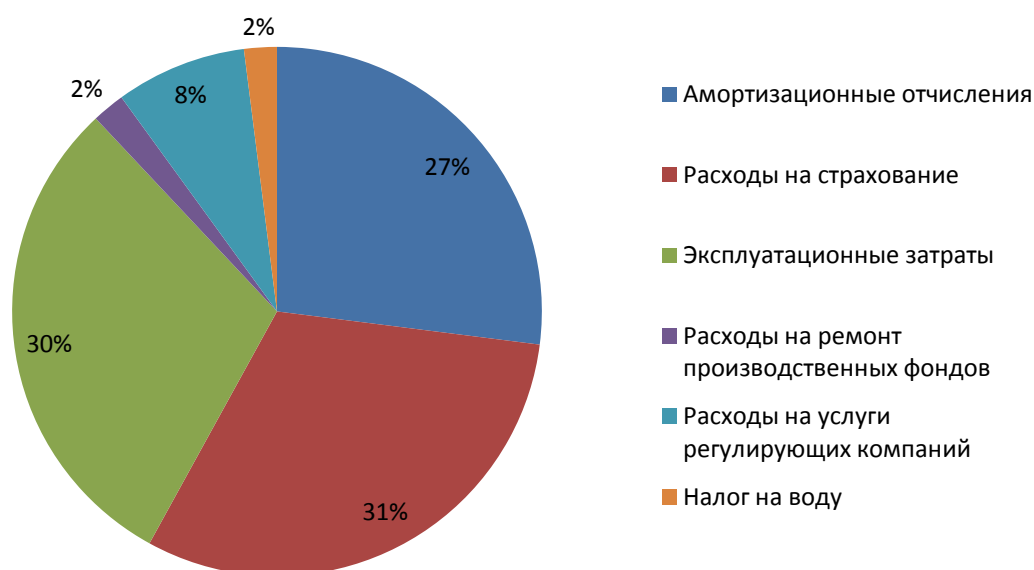


Рисунок 8.1– Структура текущих затрат по гидроузлу, %

8.3 Налоговые расходы

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

Учтены следующие налоги:

- Налог на прибыль – 20% от налогооблагаемой прибыли;
- НДС – 18% от добавленной стоимости;
- Взносы в социальные фонды – 34% от фонда оплаты труда;
- Налог на имущество – 2,2% от среднегодовой стоимости имущества;
- Налог на воду на 1 тыс. кВт.ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот за период 2023-2027 приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6– Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2023	2024	2025	2026	2027
Налог на прибыль, млн.руб.	814,5	844,5	873,1	901,5	926,7
НДС, млн.руб.	721,1	853,6	877,6	900,7	922,4
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	5,2	5,2	3,9	2,2	2,2
Налог на имущество, млн.руб.	227,0	221,3	215,7	210,1	204,4
Итого, млн.руб.	1767,7	1924,7	1970,3	2014,4	2055,7

8.4 Оценка суммы прибыли

Прибыль – это то, ради чего работает предприятие. Прибыль является показателем, наиболее полно отражающим эффективность производства, объём и качество произведенной продукции, состояние производительности труда, уровень себестоимости.

Основной формой отражения эффективности производственной деятельности Восточной ГЭС по производству электроэнергии является «Отчет о прибыли и убытках». В отчете определяются следующие показатели: валовая прибыль, налогооблагаемая прибыль, размеры выплат по налогу на прибыль, чистая прибыль.

Годовая прибыль в первые годы эксплуатации представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2020	2021	2022	2023	2024
Выручка (нетто), млн.руб.	2089,7	4327,3	4473,2	4609,2	4754,7
Текущие расходы, млн.руб.	375,7	680,4	711,5	747,2	781,2
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	1714,0	3646,9	3761,7	3862,0	3973,4
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	342,8	729,4	752,3	772,4	794,7
НОРАТ (Чистая прибыль), млн.руб.	1371,2	2917,5	3009,4	3089,6	3178,7
Ставка налога на прибыль, %	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0

Динамика суммы чистой прибыли показано на рисунке 8.2.

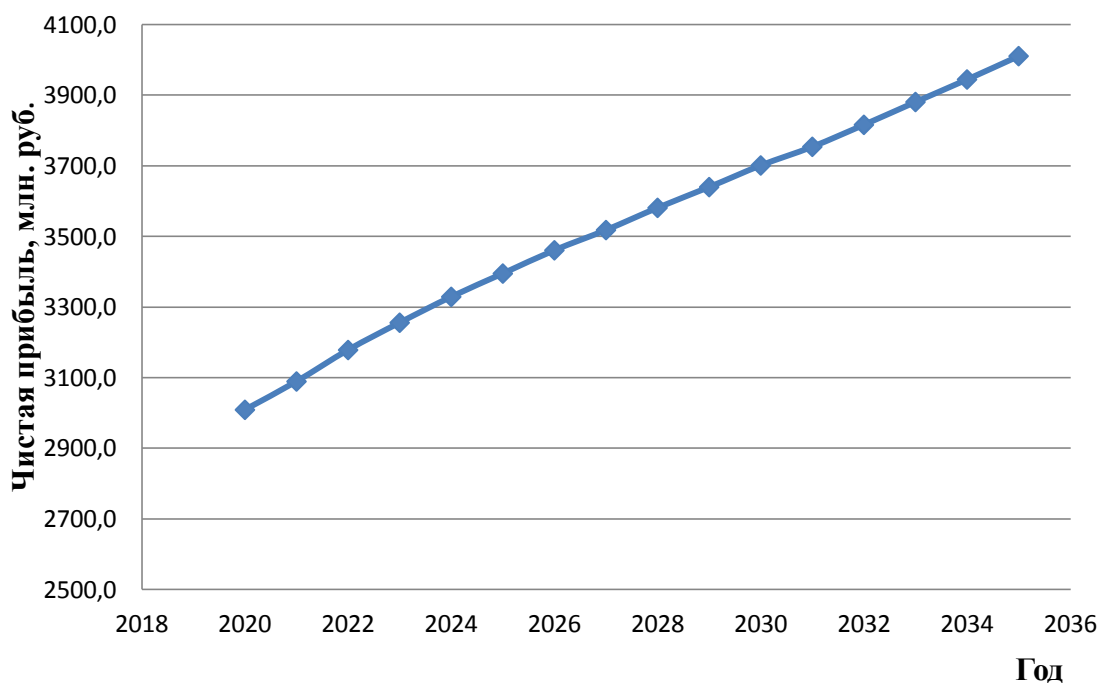


Рисунок 8.2 – Сумма чистой прибыли, млн. руб.

8.5 Показатели коммерческой эффективности проекта

Основные показатели эффективности реализации проекта представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Показатели эффективности инвестиций

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования, %	11,60
Дисконтированный период окупаемости – DPB, мес.	84
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб.	13668
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,42
Себестоимость эл. энергии, руб./кВт·ч	0,21
Удельные капиталовложения, руб./кВт	27430,00

8.6 Бюджетная эффективность

К притокам бюджетных средств относятся притоки от налогов, установленных действующим законодательством. Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты представлены в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральные и региональные бюджеты

Годы	2018	2019	2020	2021	2022
В Федеральный бюджет, млн. руб.	3,3	4,7	278,1	784,0	814,0
В региональный бюджет, млн. руб.	0,0	9,7	145,9	234,2	232,6
Итого, млн. руб.	3,4	14,4	424,0	1018,2	1046,6

8.7 Анализ чувствительности

Анализ чувствительности инвестиционного проекта проводится для того, чтобы учесть и спрогнозировать влияния изменений различных первоначальных параметров: инвестиционных затрат, притока денежных средств, уровня реинвестиций (средств, полученных в виде доходов по инвестициям и вновь направленных на инвестирование тех же объектов)

Наиболее значимы для проекта рыночные, капитальные и операционные риски. Им уделено особое внимание. Соответствующие основные параметры финансовой модели перечисленным рискам приведены в таблице 8.10.

Таблица 8.10 – Риски и соответствующие параметры финансовой модели

Риск	Параметры финансовой модели
Рыночный	Объем продаж
Капитальный	Капитальные затраты

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

- налогов;
- объёмов инвестиций;
- ставки дисконтирования;
- цены сбыта

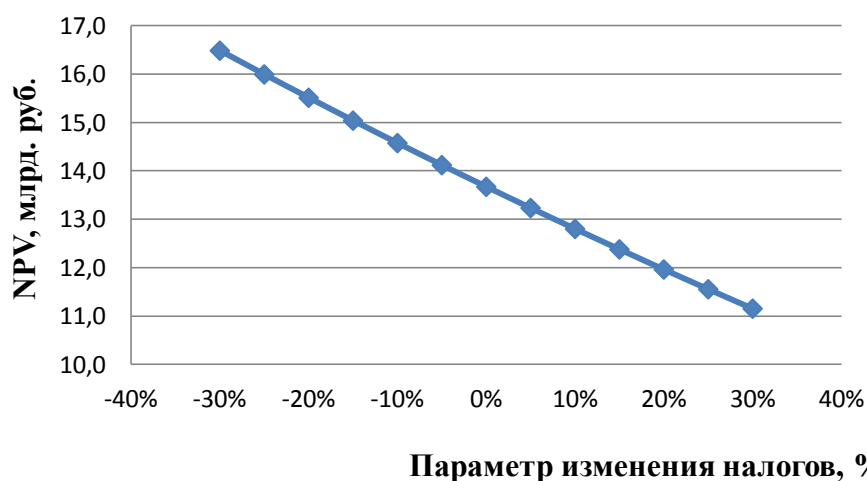


Рисунок 8.3 – Изменения NPV от изменения ставки налогов, %

Если увеличить ставку налогов, то значение чистого приведённого дохода уменьшится.

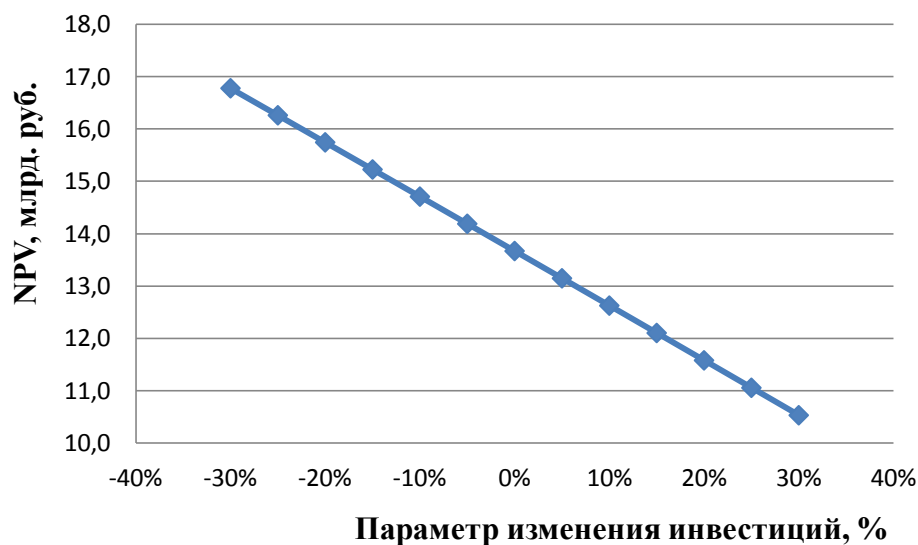


Рисунок 8.4 – Изменения NPV от изменения объёма инвестиций, %

При увеличении количества инвестиций уменьшается чистый приведённый доход.

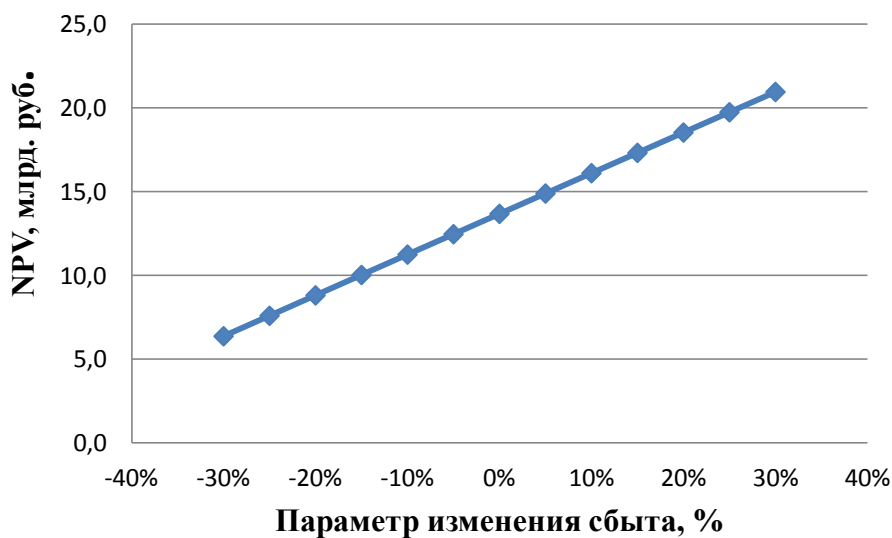


Рисунок 8.5 – Изменения NPV от изменения сбыта электроэнергии, %

При увеличении сбыта электроэнергии происходит рост прибыли.

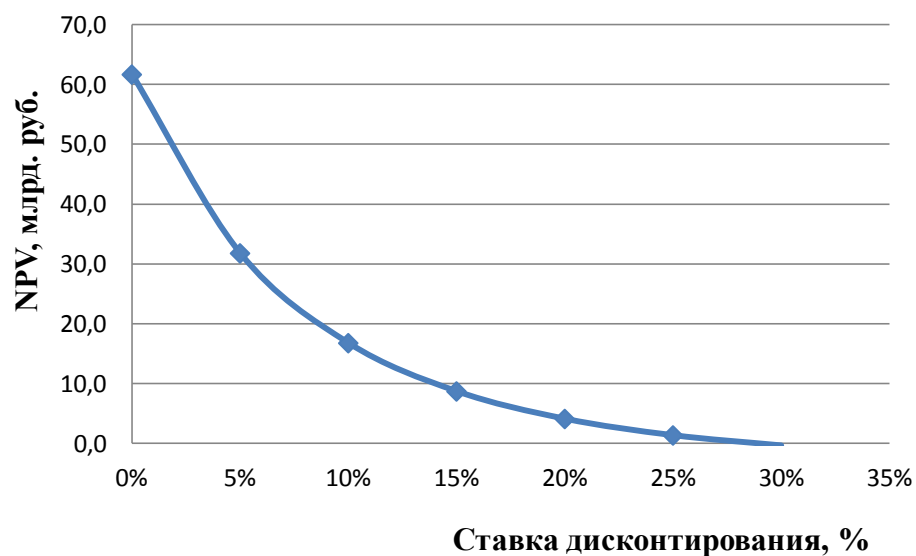


Рисунок 8.6 – Изменения NPV от изменения ставки дисконтирования, %

Увеличение ставки дисконтирования приводит к уменьшению величины NPV, потому что в формуле NPV ставка дисконтирования стоит в знаменателе.

Проведенный анализ чувствительности показал, что наибольший риск для проекта представляют изменение следующих параметров:

- увеличение ставки дисконтирования;
- уменьшение цены электроэнергии;
- уменьшение налогов;
- увеличение инвестиций.

9 Предложения по рациональному использованию воды при годовом регулировании, оценка потерь воды на гидроузлах и методы их снижения

9.1 Предложения по рациональному использованию воды при годовом регулировании

Любое водохранилище должно рассматриваться как природно-техногенный комплекс, функционирование которого определяется с одной стороны природными условиями, с другой – техногенным процессом. В результате взаимодействия этих сторон в водохранилище формируется своеобразный режим (гидрологический, гидрохимический и др.).

Одной из задач оперативной службы ГЭС является расчет водно-энергетического режима, который заключается в решении водного баланса:

Уравнение водного баланса для водохранилища с ГЭС:

$$\bar{Q}_{\text{нб } ij} = \bar{Q}_{\text{ГЭС } ij} + \bar{Q}_{\text{х.сбр. } ij} + \bar{Q}_{\text{ф } ij} + \bar{Q}_{\text{шл } ij}, \quad (9.1)$$

где $\bar{Q}_{\text{ГЭС } ij}$ – среднеинтервальный расход воды через турбины ГЭС;

$\bar{Q}_{\text{х.сбр. } ij}$ – среднеинтервальный расход воды через водосбросные сооружения (расход холостого сброса);

$\bar{Q}_{\text{ф } ij}$ – среднеинтервальный расход воды на фильтрацию;

$\bar{Q}_{\text{шл } ij}$ – среднеинтервальный расход воды на шлюзование.

Работа ГЭС осуществляется в соответствии с правилами использования водохранилищ, включающими в себя правила использования водных ресурсов водохранилищ и правила технической эксплуатации и благоустройства водохранилищ. Правилами использования водных ресурсов водохранилищ определяется режим их использования, в том числе режим наполнения и сработки водохранилищ. Правилами технической эксплуатации и благоустройства водохранилищ определяется порядок использования их дна и берегов.

Цель указанных Правил - наиболее полное удовлетворение требований энергосистемы и других водопользователей в водных ресурсах. В результате учёта требований всех заинтересованных организаций на ГЭС Федеральным агентством водных ресурсов задается режим работы, который неукоснительно выполняется при регулировании параметров энергосистемы и покрытия графика её нагрузки. Персонал ГЭС наряду с соответствующими службами энергосистемы и организациями федеральной Гидрометеослужбы составляет варианты прогнозных графиков режима водохранилища с целью максимального использования водных ресурсов на производство электроэнергии, соблюдая указанные выше Правила. Для ГЭС с водохранилищами годичного регулирования, особо сложными для рационального использования водных ресурсов, являются маловодные и многоводные годы. В маловодный год своевременный переход на пониженные

расходы в нижнем бьефе позволит максимально накопить водохранилище и создать запас для осенне-зимнего максимума нагрузки. В многоводный год своевременная корректировка графика производства электроэнергии с увеличением её до максимально возможной в период от начала половодья и до его спада принесёт большую дополнительную прибыль. Интенсивность наполнения водохранилища может ограничиваться предельными возможностями гидротехнических сооружений. Сброс излишней воды (холостые сбросы) определяется также возможностями ГТС и условиями водопользователей на прибрежных территориях. Стремление к максимальной загрузке агрегатов должно ограничиваться их физическими возможностями, определяемыми характеристиками, а кроме того, необходимо организовать так ремонтно - профилактическую кампанию, чтобы быть уверенным, что в период половодья не возникнет дефектов, требующих остановки агрегатов. Для этого ежегодно перед началом весеннего половодья на ГЭС создает паводковая комиссия. Преждевременные холостые сбросы создают риск не заполнить водохранилище, а открытие щитов в конце наполнения водохранилища увеличивает риск, связанный в последующем не только с большим объёмом сброса воды, но и с тем, что сброс воды будет происходить при более высоких напорах, т.е. с большими удельными нагрузками на водосбросные сооружения, а также с резким увеличением уровней в нижнем бьефе по сравнению с бытовыми. Стремление наполнить водохранилище до максимально возможного уровня в половодье может не позволить принять в водохранилище летне-осенние дождевые паводки, которые сложно прогнозируются, и тогда вновь может возникнуть необходимость в холостых сбросах. Всё это показывает насколько сложным и ответственным является выбор режима водохранилища. Организация режима водохранилища должна учитывать все сезонные природные явления, присущие району гидроузла, т.е. всё, что связано, например, с ледоставом, ледоходом, миграцией сора и воздействием их на решётки турбин, на затворы и т.п.

Кроме потерь воды, описанных в водном балансе, существуют потери при производстве электроэнергии: протечки через уплотнения затворов, через уплотнения направляющего аппарата. Для использования наибольшего объема воды для производства электроэнергии на проектируемой Восточной ГЭС предлагается ряд технических идей: замкнутая система ТВС и применение турбинного масляного самосмазывающегося подшипника.

В настоящее время применяются подшипники, которые можно разделить по смазывающему веществу: подшипники на водяной смазке и подшипники на масляной смазке. Подшипники на водяной смазке требуют расхода воды, который уходит в НБ в обход турбины. С учётом требований рационального использования воды отказываемся от применения подшипников на водяной смазке. Применим самосмазывающийся подшипник с масляной смазкой представленный на рисунке 9.1.

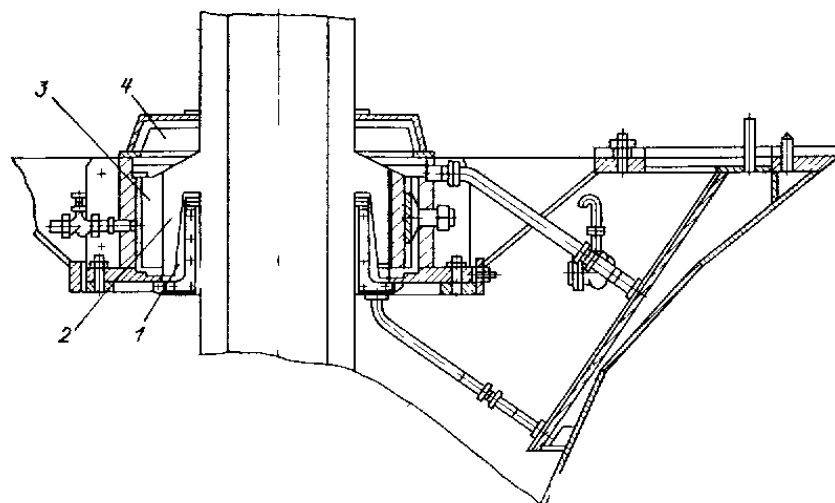


Рисунок 9.1 – Самосмазывающийся направляющий подшипник турбины

В самосмазывающемся подшипнике круговорот масла осуществляется благодаря центробежному эффекту. При вращении вала масло, залитое в нижнюю ванну 1, поступает через радиальные отверстия в нижней части направляющего пояса 2 на валу, омывает сегменты подшипника 3 и поднимается в верхнюю ванну 4. Отсюда масло сливается в нижнюю ванну. Для контроля температуры устанавливают термометры сопротивления и термометрические сигнализаторы. При подшипниках с масляной смазкой уплотнение вала, предотвращающее затопление крышки турбины водой из проточной части должно быть весьма надежным.

Применение данного технического решения позволяет уменьшить расход воды, проходящий в обход гидроагрегата. Рассчитаем ориентировочный расход на смазку водяного подшипника (данные для расчета взяты ориентировочно основываясь на данных системы ТВС Воткинской ГЭС):

$$Q_{\text{вод}} = Q_{1\text{га}} \cdot t_{\text{сут}} \cdot t_{\text{мес}} \cdot n = 300 \cdot 24 \cdot 30 \cdot 12 = 2592000 \text{ м}^3/\text{год} = 0,0026 \text{ км}^3/\text{год}, \quad (9.2)$$

где $Q_{1\text{га}}$ - расход на смазку водяного подшипника для 1 ГА;

$t_{\text{сут}}$ - количество часов в сутках;

$t_{\text{мес}}$ - среднее количество дней в месяц;

n - количество месяцев в год.

Для проектируемой Восточной ГЭС (6 агрегатов):

$$Q = 0,0026 \cdot 6 = 0,0156 \text{ км}^3/\text{год}.$$

Т.е. при использовании турбинного масляного подшипника можно сэкономить ориентировочно 0,0156 км³/год.

В настоящее время используется самотечная система ТВС, при которой вода забирается из специальных водозаборов в спиральной камере и после того, как проходит систему ТВС отводится в НБ.

Второе предложение для рационализации водных ресурсов заключается в использовании замкнутой системы ТВС.

Предусмотрим в верховой грани стационарной части плотины бак-теплообменник от которого питаются системы ТВС, который представлен на рисунке 9.2.



Рисунок 9.2 – Схема замкнутой системы ТВС

Наполнение замкнутой системы ТВС производится из водохранилища (верхний бьеф). Далее охлаждающая вода циркулирует от бака к потребителям системы ТВС и обратно.

Рассчитаем расход, проходящий через систему в год для 1 ГА при использовании незамкнутой системы ТВС (данные для расчета взяты ориентировочно основываясь на данных системы ТВС Воткинской ГЭС):

$$Q_{\text{ТВС}} = Q_{1\text{га}} \cdot t_{\text{сут}} \cdot t_{\text{мес}} \cdot n = 3640,3 \cdot 24 \cdot 30 \cdot 12 = 31976395,2 \text{ м}^3/\text{год} = 0,032 \text{ км}^3/\text{год}. \quad (9.3)$$

При использовании незамкнутой системы ТВС расход, проходящий через систему в год для 6 ГА проектируемой Восточной ГЭС:

$$Q = Q_{\text{ТВС}} \cdot 6 = 0,032 \cdot 6 = 0,192 \text{ км}^3/\text{год}. \quad (9.4)$$

9.2 Оценка потерь воды на гидроузлах

Различают следующие виды потерь воды из водохранилища:

1. Испарение

2. Фильтрация через толщу грунта или утечка через трещины чаши водохранилища

3. Фильтрация сквозь тело плотины, под ней и в обход ее

4. Утечка через неплотности затворов и закрытые направляющие аппараты гидротурбин

5. Льдообразование

6. Холостые сбросы

Кроме этих потерь, для ГЭС оказывается «потерянной» также вода, забираемая из ВБ для шлюзования, орошения, водоснабжения и т.д.

Испарение воды из водохранилища может достигать большой величины, вплоть до того, что весь приток воды к водохранилищу может испариться.

Полные потери испарения определяются произведением площади зеркала водохранилища F_B на толщину слоя испарившейся воды z_B .

$$\Delta p = F_B \cdot z_B. \quad (9.5)$$

Внутригодовое распределение испарения определяется температурой, влажностью воздуха, скоростью ветра и т.д.

Испарения с болот может превышать испарение с водной поверхности, поэтому с созданием водохранилища сток не уменьшится, а увеличится.

Фильтрация через толщу грунта или утечки через трещины зависят от гидрогеологических характеристик грунта, подстилающего водохранилище. Фильтрация может происходить или в бассейн той же реки, или в соседнюю реку.

Фильтрация сквозь тело плотины, образующей водохранилище, в обход ее и под плотиной сравнительно невелика, если при проектировании и строительстве применять меры по ее уменьшению.

Потери воды на льдообразование уменьшают зимний зарегулированный сток на величину объема воды, содержащейся в льде, осевшем на берегах в период зимней сработки водохранилища. Объем временно изъятой из водооборота воды можно определить по формуле:

$$\Delta W_{\text{л}} = 0,60h(F_{\text{н}} - F_{\text{к}}), \quad (9.6)$$

где h - наибольшая толщина льда к концу сработки водохранилища

$F_{\text{н}}, F_{\text{к}}$ – площади зеркала водохранилища к началу льдообразования и к концу сработки.

9.3 Методы снижения потерь

Снижение испарения воды добиться практически невозможно, но есть возможность уменьшить площадь зеркала водохранилища отсыпными дамбами.

Уменьшить фильтрацию через тело плотины (для высоконапорных бетонных плотин) можно методом закачки в трещины специального раствора,

который не даст трещине разойтись. Для низконапорных станций величина фильтрации через тело плотины очень мала и борьба с ней не даст никакого экономического эффекта. Для уменьшения фильтрации через основание цементируют отдельные участки грунта, которые по измерениям оказываются слабыми на прочность.

Протечки через плотности затворов можно уменьшить за счет наблюдений и постоянного контроля целостности уплотнений затворов. То же касается и уплотнений направляющего аппарата. Самым эффективным методом снижения потерь является сработка без холостых сбросов. Холостые сбросы являются современной проблемой гидроэнергетики, ввиду сложности предсказания поведения реки. Оптимальным вариантом является каскадное использование водных ресурсов, планирование капитальных ремонтов, а также составление водно-энергетических расчётов в зависимости от притока. Несмотря на то, что все водосбросные сооружения гидроэлектростанций имеют расходные характеристики, наладить надежный учет стока воды через них обычно более сложно, чем через гидротурбины. В отличие от гидротурбин, на которых большая часть погрешностей возникает из-за методики определения среднесуточного напора и мощности и меньшая - из-за неточностей характеристики, для водосбросных сооружений определяющим фактором является точность расходной характеристики. Характеристики водосбросных гидросооружений в основном построены на основании расчета, а для отдельных крупных или ответственных сооружений - на основании модельных исследований; для сравнительно ограниченного числа сооружений характеристики построены на основании натуральных испытаний. Как показывает опыт эксплуатации, расчетом и даже модельными исследованиями не всегда можно учесть все особенности и факторы, влияющие на пропускную способность сооружения. Например, трудно моделировать реальные условия подхода потока к сооружению, распределение скоростей внутри него, трудно при расчете точно подобрать коэффициенты местных сопротивлений, шероховатости, бокового сжатия и т.д. Некоторые факторы, влияющие на пропускную способность, выявляются уже после постройки сооружения и поэтому вообще не могут быть учтены расчетом (качество выполненных работ, действительные размеры сооружения и т.п.). Расходная характеристика может изменяться также и в процессе эксплуатации гидросооружения, после ремонтов или частичных реконструкций его узлов, из-за изменений условий подхода потока к водосбросу при заилении водохранилища и по другим причинам. В результате действительная расходная характеристика может отличаться от проектной на 15 - 20%, а иногда и больше. Повысить точность учета стока воды возможно путем уточнения проектных или модельных данных натурными испытаниями гидросооружения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе рассчитаны и определены показатели, выбраны элементы и параметры Восточной ГЭС, с плотиной высотой 59,4 м на реке Селемджа, являющейся сооружением II класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для основного обеспеченностью 1% и поверочного 0,1% обеспеченности случаев: $Q_{1\%} = 3393 \text{ м}^3/\text{с}$, $Q_{0,1\%} = 4054 \text{ м}^3/\text{с}$.

В ходе водно-энергетических расчетов была выбрана установленная мощность Восточной ГЭС, а также определена зона ее работы в суточных графиках нагрузки в период межени и половодья. Установленная мощность составила 550 МВт. Определен уровень мертвого объема, отметка которого равна 794,57 м. Полезный объем при отметке НПУ составляет $7,32 \text{ км}^3$. Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составила 2 млрд. кВт·ч.

На втором этапе было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

- максимальный – 45 м;
- расчетный – 32 м;
- минимальный – 27 м.

Была выбрана турбина типа *ПЛ50 – В – 670*. По результатам расчетов оптимальным оказался вариант с шестью гидроагрегатами, диаметром рабочих колес 6,7 м.

Для выбранной поворотно-лопастной турбины с синхронной частотой вращения 107,1 об/мин был подобран серийный гидрогенератор СВ – 1230/140-56 с номинальной активной мощностью 104,5 МВт.

Далее был выбран класс напряжения и тип РУ ОРУ 220 кВ, а также структурная схема ГЭС с объединенными блоками и принята схема распределительного устройства – "с одним рабочим секционированным выключателем и обходной системой шин". По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ – 160000/220.

Затем был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Восточная ГЭС спроектирована по приплотинной схеме.

В состав сооружений входят:

- водосбросная бетонная плотина с отбросом струи;
- глухая бетонная плотина;
- станционная часть;
- правобережная и левобережные бетонные плотины.

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы – 40,5 м;
- отметка подошвы водосливной плотины – 751 м;
- отметка гребня водослива – 796 м;
- число водосливных отверстий – 4;
- ширина водосливных отверстий в свету – 9 м;
- отметка гребня – 810,4 м;
- ширина гребня – 25 м.

В этом же разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном и особом сочетаниях нагрузок. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,32 (нормативное значение для сооружений II класса – 1,20). При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Таким образом, плотина Восточно ГЭС отвечает требованиям надежности.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГЭС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

- удельная себестоимость производства электроэнергии – 21 коп/кВт·ч;
- удельные капиталовложения – 127400 руб/кВт.
- срок окупаемости 7 лет.

Из этого можно сделать вывод, что строительство Восточной ГЭС является обоснованным, в том числе с точки зрения экономических показателей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Затева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затева, Б. И. Силаев. – Саяногорск : СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
2. Затева, Е. Ю. Использование водной энергии: методические указания по выполнению курсового и дипломного проектов / Е. Ю. Затева. – Саяногорск : СШФ СФУ, 2012. – 11 с.
3. Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ СИБИРИ. [Электронный ресурс] // ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» – Режим доступа : <http://so-ups.ru/>
4. Каталог «Гидрогенераторы» [Электронный ресурс] // Научно-производственное объединение ОАО «ЭЛСИБ». – Режим доступа : <http://www.elsib.ru/>.
5. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие : в 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва : Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
6. Усов, С.В. Электрическая часть электростанций. / Усов С.В., Михалев Б.Н., Черновец А.К.– Энергоатомиздат 2-е издание, 1987. – 617с.
7. Васильев, Ю. С. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть) : учебное пособие / Ю. С. Васильев, Г. А. Претро. – Ленинград : ЛГТУ, 1991. – 80 с.
8. Типовые строительные конструкции, изделия и узлы серия 1.424.3 – 7. Строительные колонны одноэтажных производственных зданий, оборудованных мостовыми опорными кранами [Электронный ресурс]: введ: 01.05.1985 // Справочная проектировщика «DWG». – Режим доступа : <http://www.dwg.ru>.
9. Куценов, Д. А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование : учебное пособие для вузов / Д. А. Куценов, И. Ю. Погоняйченко. – Красноярск : СФУ, 2007. – 232 с.
10. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта. – Введ. 06.12.2007 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 20 с.
11. Каталог «Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения класса напряжения 220кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский трансформатор». – Режим доступа: <http://www.transformator.com>
12. Каталог трансформаторов «СВЭЛ»
13. 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.

14. СТО 56947007- 29.240.35.184-2014. Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией в металлической оболочке (КРУЭ) 110 кВ и выше. Стандарт организации. – Введ. 16.09.2014 – Москва : ОАО «ФСК ЕЭС», 2014 – 78 с.
15. Толстихина Л. В. Параметры электрооборудования и режимы энергетических систем в примерах и иллюстрациях: учебное пособие для практических занятий / Л. В. Толстихина. – Саяногорск: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2010. - 180 с.
16. Каталог «Генераторные выключатели и трансформаторы тока» [Электронный ресурс] // ОАО ВО «ЭЛЕКТРОАППАРАТ». – Режим доступа: <http://www.ea.spb.ru/>
17. Правила устройства электроустановок : изд. 7. – Москва : ДЕАН, 2013. – 706 с.
18. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Полимер Аппарат». – Режим доступа : <http://polymer-apparat.ru>.
19. Каталог «Оборудование воздушных линий 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Конденсатор». – Режим доступа : <http://www.kondensator.su>.
20. 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.
21. Техническая политика ОАО «РусГидро» – 2011. [Электронный ресурс] // Открытое акционерное общество «Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро». – Режим доступа : <http://www.rushydro.ru/>
22. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 40 с.
23. СП 38.13330.2012 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82*. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 112 с.
24. СП 39.13330.2012 Плотины из грунтовых материалов. Актуализированная редакция СНиП 2.06.05-84*. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 80 с.
25. Чугаев, Р.Р. Гидравлика/ Р.Р.Чугаев. – Ленинград: Энергоиздат, 1982. – 672с.
26. Большаков, В. А. Справочник по гидравлике : учебное пособие для вузов / В. А. Большаков, Ю. М. Константинов, В. Н. Попов, В. Ю. Даденков. – Киев : Головное издательство издательского объединения «Вища школа», 1977. – 280 с.
27. Киселёв П.Г. Справочник по гидравлическим расчётам. Под редакцией П.Г. Киселёва. Изд. 4-е, перераб. И доп. М., «Энергия», 1972. 312 с. С ил.
28. 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.

29. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 111 с.

30. Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2012-2037гг. . – Введ. 31.03.2008 – Москва : «РусГидро», 2008 – 14 с.

31. Методические рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике. – Введ. 07.02.2000 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2010 – 58 с.

32. Методические рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО. – Введ. 31.03.2008 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 – 58

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Водно-энергетические расчеты

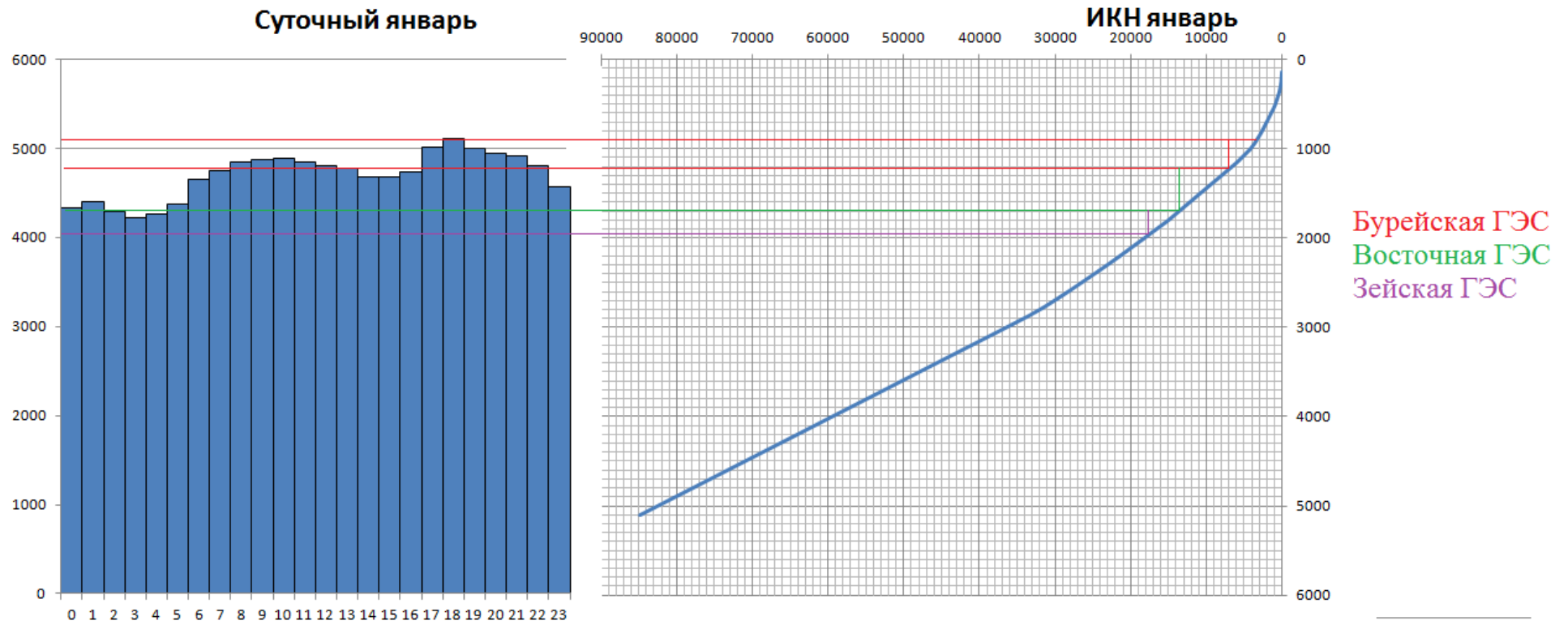


Рисунок А.1 – Интегральная кривая нагрузки для зимы

Продолжение приложения А

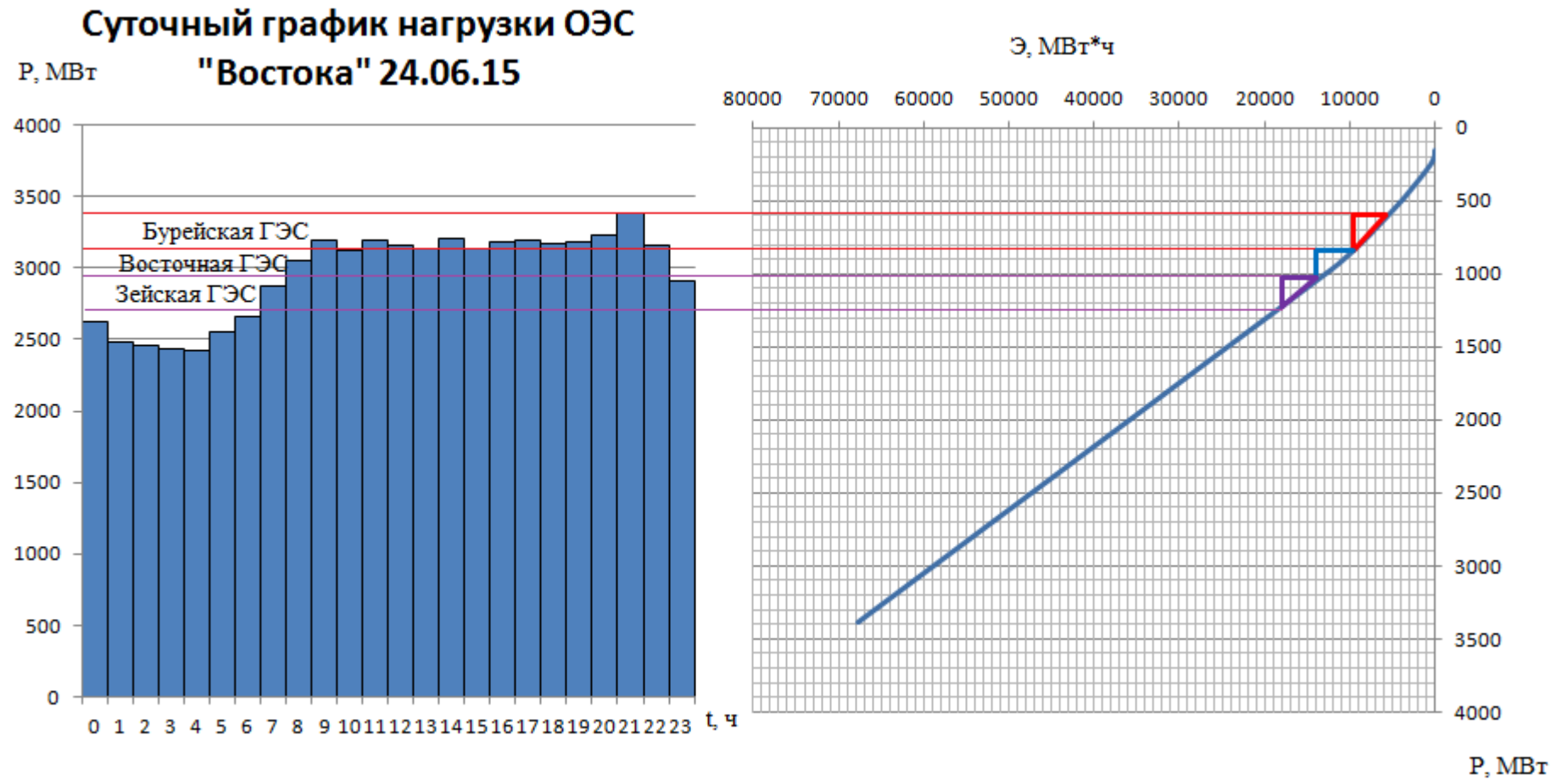


Рисунок А.2 – Интегральная кривая нагрузки для лета

Продолжение приложения А

Таблица А.1 - Сработка Восточной ГЭС в маловодном году

Месяц	$Q_{быт\ пол},$ $м^3/с$	$Q_{фил},$ $м^3/с$	$Q_{вдхр},$ $м^3/с$	$Q_{ГЭС},$ $м^3/с$	$Q_{ВХК},$ $м^3/с$	$Q_{нб},$ $м^3/с$	$V_{нач},$ $км^3$	$\Delta V,$ $км^3$	$V_{кон},$ $км^3$	$Z_{вб.нач},$ м	$Z_{вб.кон},$ м	$Z_{вб.сред},$ м	$Z_{нб},$ м	Н, м	Ngэс, МВт	Ngар, МВт
XI	107	2	239	344	250	346	19,18	0,62	18,56	805,00	804,37	804,69	760,87	43,51	127	127
XII	67	2	754	819	250	821	18,56	2,02	16,54	804,37	802,20	803,29	763,13	39,86	277	277
I	68	2	816	882	250	884	16,54	2,19	14,36	802,20	799,20	800,70	763,41	37,00	277	277
II	42	2	365	405	250	407	14,36	0,88	13,47	799,20	797,72	798,46	761,19	36,97	127	127
III	28	2	306	332	250	334	13,47	0,82	12,65	797,72	796,19	796,95	760,62	36,03	102	по ВХК
IV	333	2	306	637	500	639	12,65	0,79	11,86	796,19	794,57	795,38	762,01	33,08	179	по ВХК
V	849	2	-349	498	500	500	11,86	-0,93	12,79	794,57	796,46	795,52	761,41	33,81	143	по ВХК
VI	1097	2	-597	498	500	500	12,79	-1,55	14,34	796,46	799,18	797,82	761,41	36,12	153	по ВХК
VII	972	2	-472	498	500	500	14,34	-1,26	15,61	799,18	801,03	800,10	761,41	38,40	163	по ВХК
VIII	993	2	-493	498	500	500	15,61	-1,32	16,93	801,03	802,65	801,84	761,41	40,13	170	по ВХК
IX	848	2	-348	498	500	500	16,93	-0,90	17,83	802,65	803,63	803,14	761,41	41,43	175	по ВХК
X	753	2	-503	248	250	250	17,83	-1,35	19,18	803,63	805,00	804,31	760,16	43,86	92	по ВХК

Окончание приложения А

Таблица А.2 - Сработка Восточной ГЭС в средневодном году

Месяц	$Q_{быт пол},$ $м^3/с$	$Q_{фил},$ $м^3/с$	$Q_{вдхр},$ $м^3/с$	$Q_{ГЭС},$ $м^3/с$	$Q_{ВХК},$ $м^3/с$	$Q_{нб},$ $м^3/с$	$V_{нач},$ $км^3$	$\Delta V,$ $км^3$	$V_{кон},$ $км^3$	$Z_{вб.нач},$ м	$Z_{вб.кон},$ м	$Z_{вб.сред},$ м	$Z_{нб},$ м	Н, м	Ngэс, МВт	Ngар, МВт
XI	243	2	100	341	250	343	19,18	0,26	18,92	805,00	804,73	804,87	760,86	43,71	127	127
XII	161	2	647	806	250	808	18,92	1,73	17,19	804,73	802,94	803,84	763,07	40,46	277	277
I	108	2	751	857	250	859	17,19	2,01	15,18	802,94	800,43	801,69	763,30	38,09	277	277
II	65	2	325	388	250	390	15,18	0,79	14,39	800,43	799,26	799,85	761,11	38,44	127	127
III	73	2	481	552	250	554	14,39	1,29	13,10	799,26	797,05	798,15	761,64	36,21	170	по ВХК
IV	345	2	480	823	500	825	13,10	1,24	11,86	797,05	794,57	795,81	762,78	32,73	229	по ВХК
V	852	2	-1	849	500	851	11,86	0,00	11,86	794,57	794,58	794,57	762,89	31,39	227	по ВХК
VI	1172	2	-120	1050	500	1052	11,86	-0,31	12,17	794,58	795,23	794,90	763,67	30,93	276	по ВХК
VII	2052	2	-1160	890	500	892	12,17	-3,11	15,28	795,23	800,58	797,90	763,05	34,55	261	по ВХК
VIII	1782	2	-970	810	500	812	15,28	-2,60	17,88	800,58	803,68	802,13	762,73	39,10	269	по ВХК
IX	1162	2	-400	760	500	762	17,88	-1,04	18,91	803,68	804,73	804,20	762,52	41,38	267	по ВХК
X	863	2	-100	761	250	763	18,91	-0,27	19,18	804,73	805,00	804,86	762,53	42,04	272	по ВХК

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Выбор основного и вспомогательного оборудования

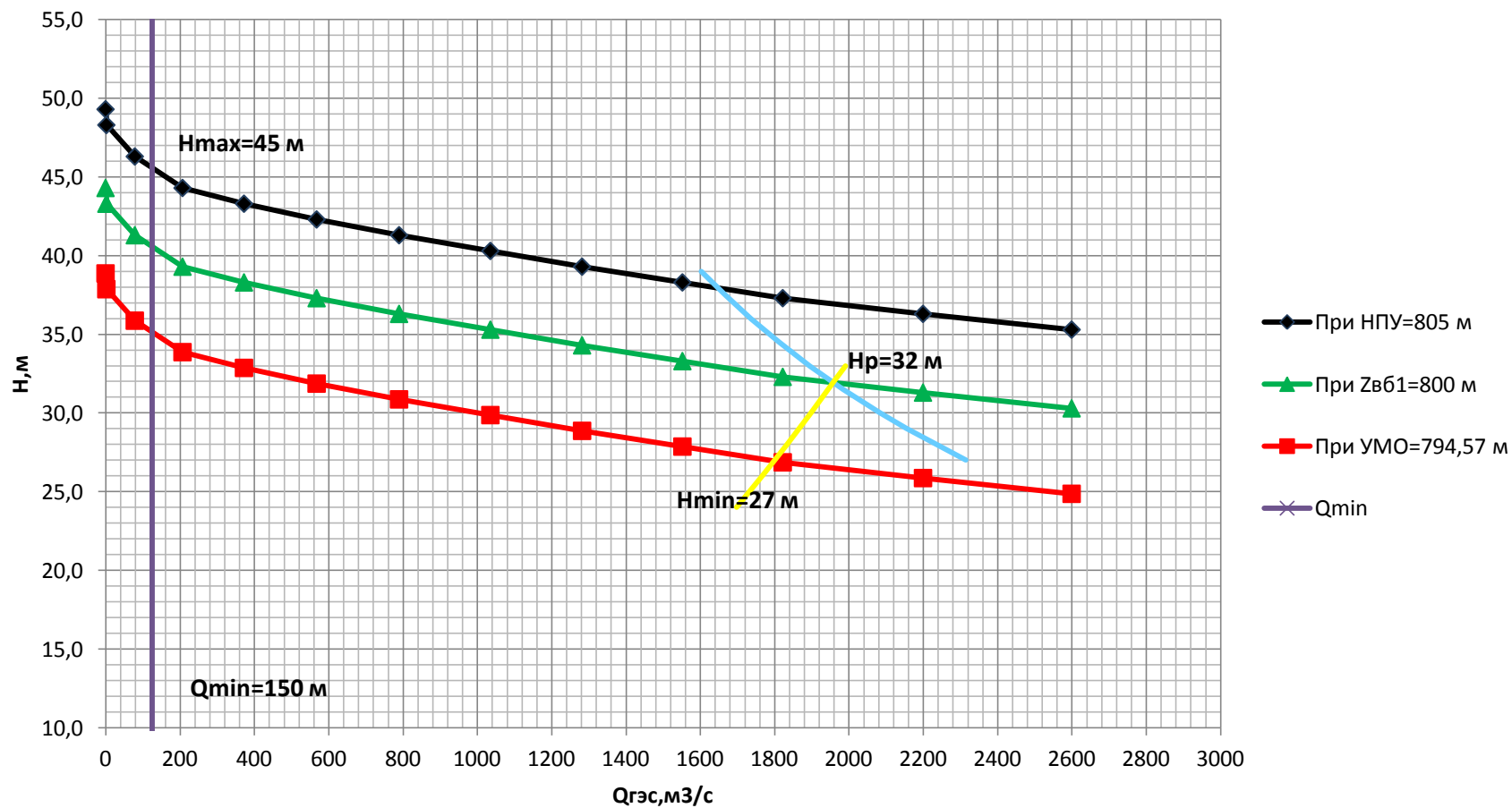
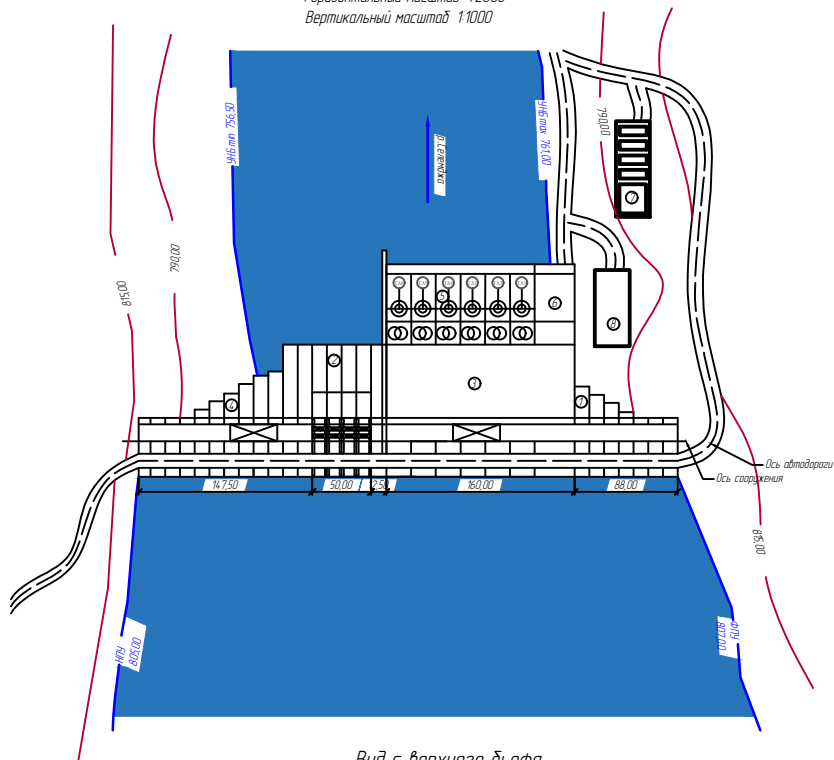
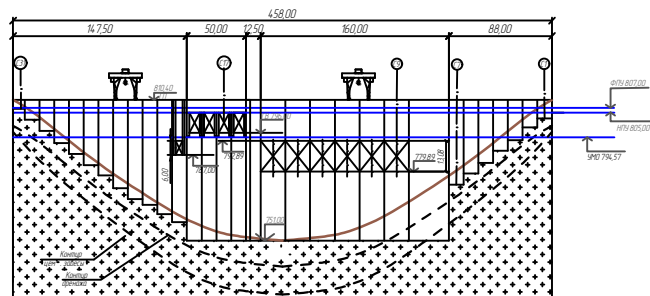


Рисунок Б.1 – Режимное поле Восточной ГЭС

Генеральный план
Горизонтальный масштаб 1:2000
Вертикальный масштаб 1:1000



Вид с верхнего бьефа
Горизонтальный масштаб 1:2000
Вертикальный масштаб 1:1000



Экспликация объектов

№	Наименование
1	Проборезная глухая бетонная плита
2	Бетонная водосливная плита
3	Стационарная часть бетонной плиты
4	Ледоборезная глухая бетонная плита
5	Машинный зал
6	Монтажная площадка
7	ОРУ 220 кВ
8	Административное здание

Условные обозначения

- Гранодиорит
- Автодорога
- Гидрогенератор
- Трансформатор

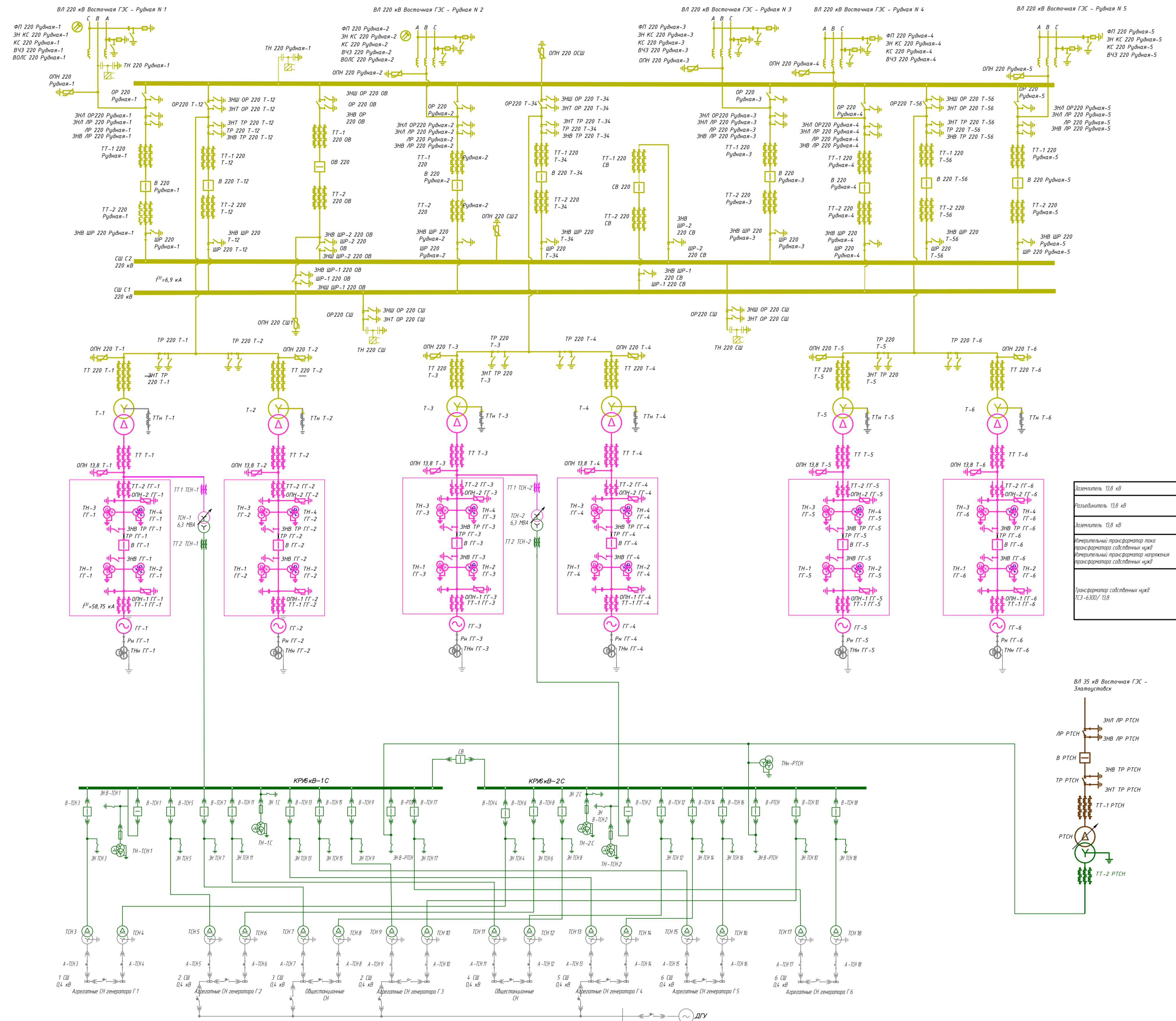
Ведомость состава проекта

№ п/п	Обозначение	Наименование
1	ВКР-03.02.02-14.01641-П	Генеральный план. Вид с верхнего бьефа. Экспликация сооружений. Ведомость состава проекта.
2	ВКР-03.02.02-14.01641-П.1	Стационарная плита и здание ГЭС. Плановый разрез. Основные характеристики ГЭС.
3	ВКР-03.02.02-14.01641-П.2	Плановый разрез водосливной плиты. Вид сверху.
4	ВКР-03.02.02-14.01641-П.3	Элевы нарезки в горизонтальном сечении по подбьефу.
5	ВКР-03.02.02-14.01641-П.4	Горизонтальный состав сооружений и водосливов.
6	ВКР-03.02.02-14.01641-ЭС.1	Глубина связи электротехнических сооружений.
7	ВКР-03.02.02-14.01641-ЭС.2	Выбор электротехнических сооружений. Ведомость состава проекта.

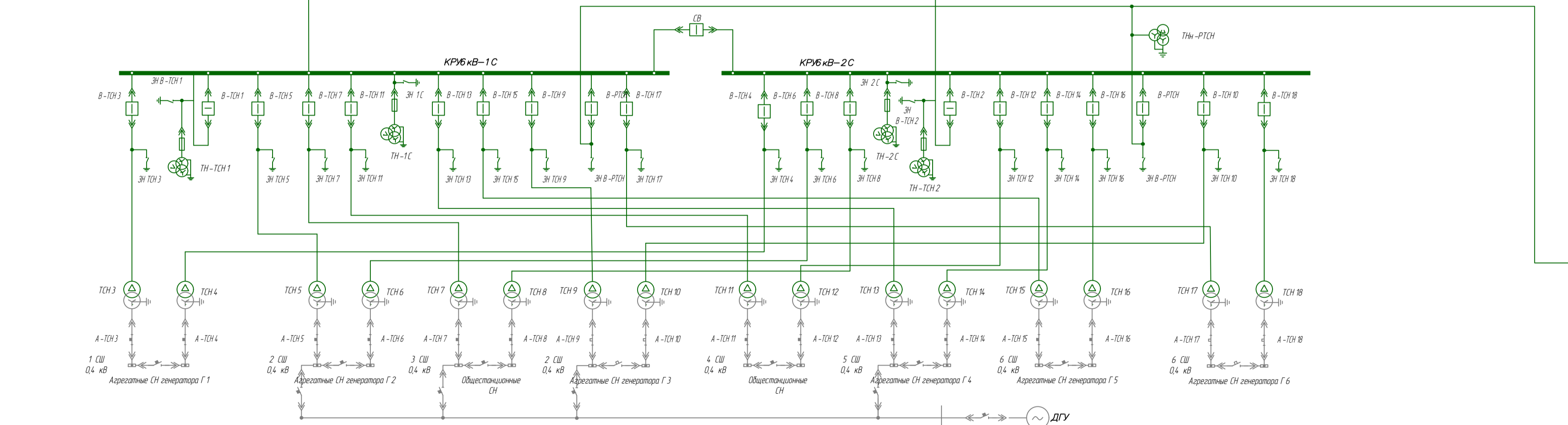
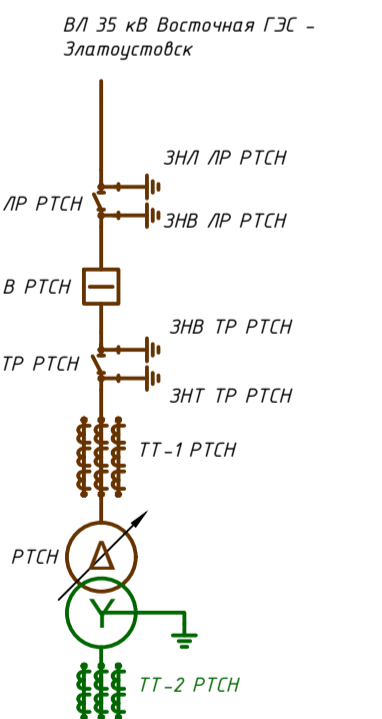
1. Размеры на чертеже даны в м.

		ВКР - 03.02.02 - 14.01641 - П	
		Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета	
Исполн.	Провер.	Дата	Лист
Исполн.	Провер.	Дата	Лист
Проектирование: Восточный филиал ГЭС на реке Ленуа		Кафедра П.Э.Э. ГЭС-036	
Исполнение: Восточный филиал ГЭС на реке Ленуа		Кафедра П.Э.Э. ГЭС-036	
Исполнение: Восточный филиал ГЭС на реке Ленуа		Кафедра П.Э.Э. ГЭС-036	

Конденсатор ствк воздушной линии
Фильтр присоединения воздушной линии
Разъединитель РД 220 кВ, 1250 А, 80 кА
УН заводские 220 кВ, 2000А
УН воздушной линии 220 кВ
Трансформатор напряжения ШНЗ 220 кВ
Земельный 220 кВ, 63 кА
Разъединитель РД 220 кВ, 1250 А, 80 кА
Земельный 220 кВ, 63 кА
Выключатель ВГБУ-220 220 кВ, 2000 А, 40 кА
Вспомогательный трансформатор тока ТБ-220, 63 кА, 10Р/10Р/155
Измерительный трансформатор тока воздушной линии 220 кВ, 63 кА
Земельный 220 кВ, 63 кА
Разъединитель 220 кВ, 2000 А, 63 кА
Образцы шин 220 кВ
Разъединитель РД 220 кВ, 1250 А, 80 кА
Земельный 220 кВ, 63 кА
Трансформатор тока 220 кВ, 63 кА
Выключатель ВГБУ-220 220 кВ, 2000 А, 40 кА
Вспомогательный трансформатор тока ТБ-220, 10Р/10Р/155
Земельный 220 кВ, 63 кА
Разъединитель РД 220 кВ, 1250 А, 80 кА
Земельный 220 кВ, 63 кА
УН 220 кВ
Трансформатор тока 220 кВ, 63 кА
Трансформатор преобразован ТПД-6000/220
УН 220 кВ
Трансформатор тока вспомогательный ТН-10Р/10Р/155
Ввод нейтрали 10Р/10Р
УН 13,8 кВ
Измерительный трансформатор тока 13,8 кВ
Разъединитель 13,8 кВ
Выключатель ВГТ-10-10/0000
Разъединитель 13,8 кВ
Измерительный трансформатор напряжения
Конденсатор
Разъединитель
Измерительный трансформатор тока 13,8 кВ
Трансформатор СВ 1230/140-56, 130 МВА, 104,5 МВА, 13,8 кВ
Измерительный трансформатор тока в нейтрали генератора
Измерительный трансформатор напряжения
Земельный 35 кВ
Разъединитель 35 кВ
Земельный 35 кВ
Измерительный трансформатор тока
Выключатель резервного трансформатора собственных нужд
УН 35 кВ
Измерительный трансформатор тока
Резервный трансформатор собственных нужд ТН-6300/35, 6300 кВА, Uном-35 кВ



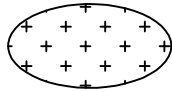
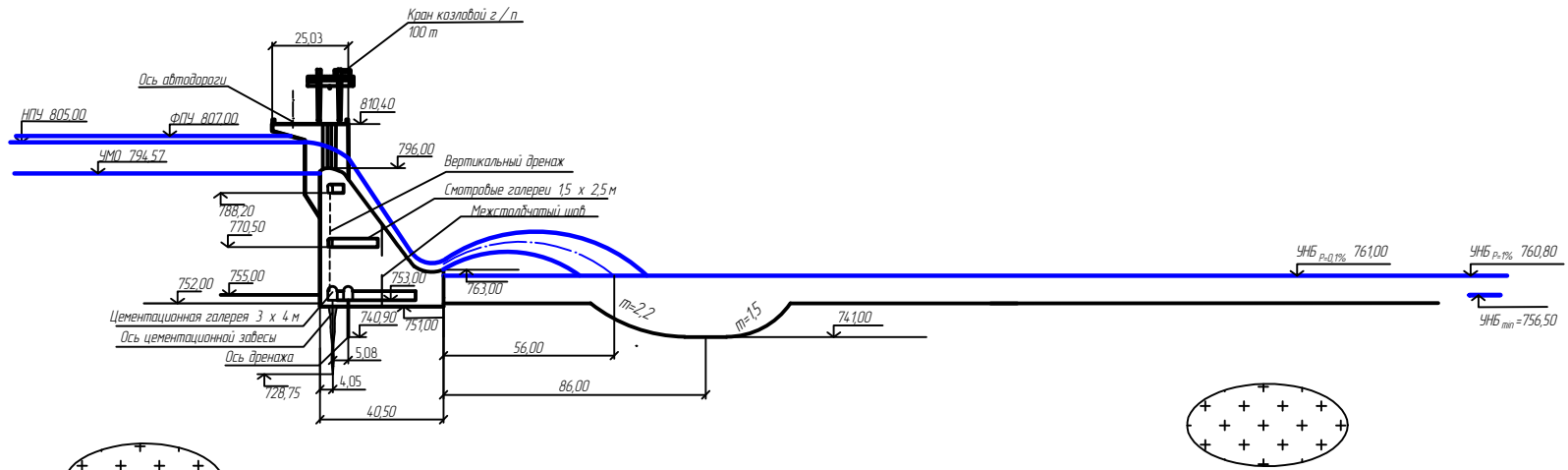
Земельный 13,8 кВ
Разъединитель 13,8 кВ
Земельный 13,8 кВ
Измерительный трансформатор тока трансформатора собственных нужд
Измерительный трансформатор напряжения трансформатора собственных нужд
Трансформатор собственных нужд ТН-6300/13,8



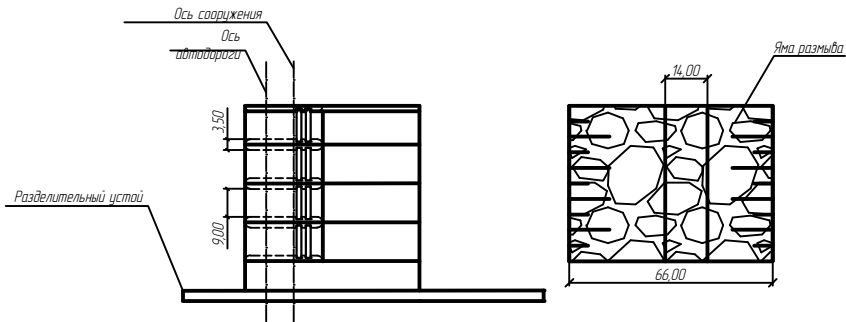
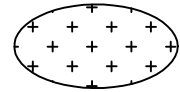
ВКР-13.03.02-1401641-ЭС1		
Изм	Лист	№ докум
Разраб	Гомофреба	Подп
Пров		Дата
Проектирование Восточной ГЭС на реке Селемужа		
Лист 1 / Листов 1		
Главная схема электрических соединений		
Кафедра ПТЭС ГЭ 14-03Б, 2018		
Копировал Формат А1		

Поперечный разрез по водосливной плотине

Масштаб 1:1000



Вид сверху
Масштаб 1:1000



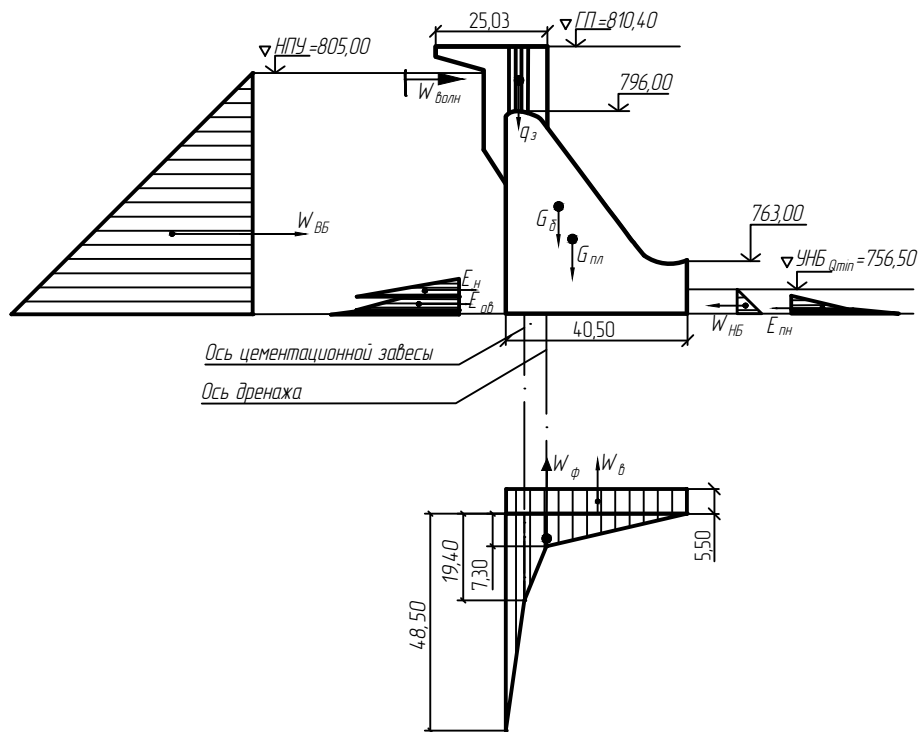
Размеры и отметки на чертеже даны в м.

Составлено

Имя, Фамилия, Имя Отчество, Подпись, Дата

					ВКР-13.03.02-14.01641-ГР2				
					Саяно-Шушенский филиал СФУ				
Имя	Кол.ч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Проектирование	Станция	Лист	Листов
Разраб.						Проектирование Восточной ГЭС на реке Селенга			
Провер.									
						Поперечный разрез водосливной плотины Вид сверху		Коробка ГЭС ГЗМ-036 2018 г	
Формат А2									

Сокращенный состав нагрузок и воздействий



Нагрузка	Обозначение	Значение, кН / м
Вес водосливной плиты	$G_{пл}$	17933
Вес дыка	$G_{д}$	8990
Гидростатическое давление воды со стороны ВБ	$W_{ВБ}$	14303
Гидростатическое давление воды со стороны НБ	$W_{НБ}$	148,4
Фильтрационное давление воды	$W_{ф}$	314,7
Взвешивающее давление воды	$W_{д}$	2185
Волновое давление	$W_{волн}$	4,68
Активное давление грунта	$E_{ав}$	77,3
Пассивное давление грунта	$E_{пн}$	381
Давление наносов	$E_{н}$	55

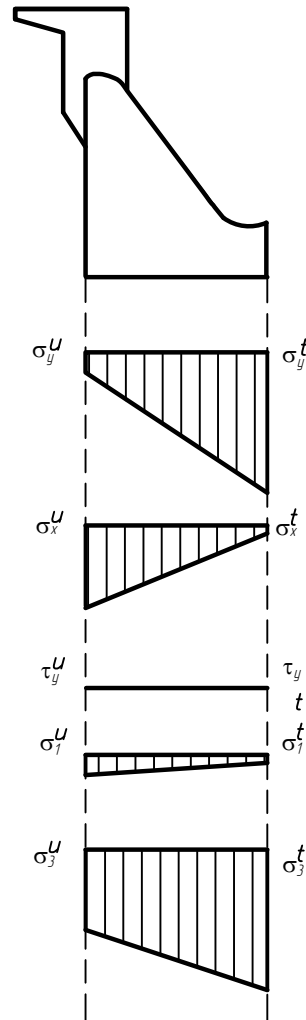
Размеры и отметки на чертеже даны в м

Согласовано			
Изм. № подл.			
Подпись и дата			
Взам. инв. №			

ВКР-13.03.02- 1401641-ГР4				
Саяно-Шушенский филиал СФУ				
Изм.	кол. чч.	Лист	№ док.	Подпись
Разраб.				
Провер.				
Т. контр.				
Н. контр.				
Проектирование Восточной ГЭС на реке Селемджа			Стадия	Лист
Сокращенный состав нагрузок и воздействий				
Кафедра ГГЭС ГЭ14-03Б 2018 г.			Листов	

Эпюры напряжений в горизонтальном сечении по подошве
 Масштаб: в 1 мм 30 кПа

Напряжения	Значение, кПа	
	Верховая грань (σ^u)	Низовая грань
Нормальное напряжение, действующее по гор-ой площадке σ_y	-14,95	-944
Нормальное напряжение, действующее по вер-ой площадке σ_x	-540	-55
Касательное напряжение τ_{xy}	0	0
Главное минимальное сжимающее напряжение σ_1	-14,95	-55
Главное максимальное сжимающее напряжение σ_3	-540	-944



Согласовано

Изм. № подл. | Подпись и дата | Взам. инв. №

Изм.	кол. чч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разроб.					
Провер.					
Т. контр.					
Н. контр.					

ВКР-13.03.02-1401641-ГРЗ

Саяно-Шушенский филиал СФУ

Проектирование Восточной ГЭС на реке Селемджа

Эпюры напряжений в горизонтальном сечении по подошве

Стадия | Лист | Листов

Кафедра ГГЭС
ГЭ 14-03Б
2018 г.

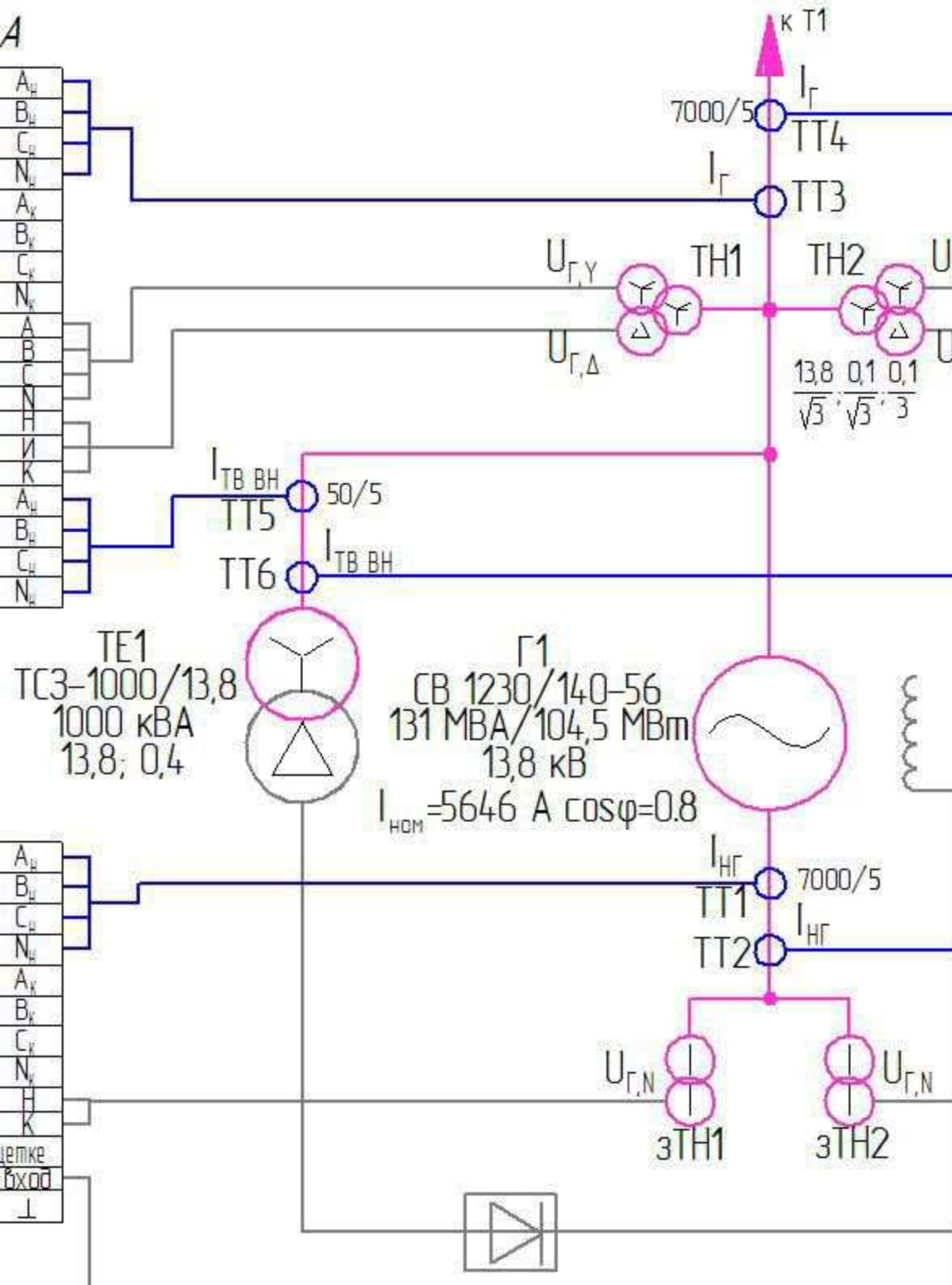
Комплект защит А

$\Delta G, PTG$	I_{Γ}	Y	A _в B _в C _в N _в A _к B _к C _к N _к H K A _л B _л C _л N _л
$Z_1 <, Z_2 <, U_{\Gamma <}, U_{\Gamma >}, U_{\Gamma >}, KИH$	$U_{\Gamma, Y}$	Y	A B C N H K
$KИH, U_n(U_0)$	$U_{\Gamma, \Delta}$	Δ	A B C N H K
$I > TB, I_p$	$I_{TB BH}$	Y	A _л B _л C _л N _л

Комплект защит Б

$\Delta G, PTG$	I_{Γ}	Y	A _в B _в C _в N _в A _к B _к C _к N _к H K A _л B _л C _л N _л
$Z_1 <, Z_2 <, U_{\Gamma <}, U_{\Gamma >}, U_{\Gamma >}, KИH$	$U_{\Gamma, Y}$	Y	A B C N H K
$KИH, U_n(U_0)$	$U_{\Gamma, \Delta}$	Δ	A B C N H K
$I > TB, I_p$	$I_{TB BH}$	Y	A _л B _л C _л N _л

$\Delta G, I_2, I_1$ $Z_1 <, Z_2 <$	$I_{H\Gamma}$	Y	A _в B _в C _в N _в A _к B _к C _к N _к H K A _л B _л C _л N _л
$U_n(U_0)$	$U_{\Gamma, N}$	-	H K
$Re < \Gamma\Gamma$	К релейной (заземл.) щитке	Вход	↓



Матрица отключений защит

Наименование	Обозначение	Действие							
		Отключение В/Г	Гашение полей	Остановка ГА	Сброс АРЗ	Пуск ПХТ ПГ	Отключение В-220 и В-ТСН	Разгрузка по мощности	Предупредительный сигнал
Диф. Защита продольная	ΔG	+	+	+	+				
ЗЗГ	U_0	t_1							+
		t_2							+
		t_3	+	+	+				
ЗПН	U_{Σ}	1 ступень t_1	+	+					
		2 ступень t_2	+	+					
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	CO							+
		ИО	+	+					
		ОТС	t_1						+
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	CO							+
		ИО	+	+					
ДЗ	$Z <$	1 ступень	t_1						+
			t_2	+	+	+			
			t_3	+	+				
Защита ротора от перегрузки	I_p	2 ступень	t_1						+
			t_2	+	+				
			t_3	+	+				
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	CO							+
			ИО	+	+				
			ОТС	+	+				

Уставки защит

Защиты	Обозначение	Уставки		
		Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Диф. Защита продольная	ΔG	Ток срабатывания, $I_{ср0}$	$0,150 I_{ном}$	$0,585 A$
		Коэффициент торможения, K_T	$0,300$	-
		Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,500 I_{ном}$	$1,950 A$
		Тормозной ток, В	$1,500 I_{ном}$	$5,850 A$
ЗЗГ	U_0	t_1	-	5 В
		t_2	-	10 В
		t_3	-	15 В
ЗПН	U_{Σ}	2 ступень	$1,400 U_{ном}$	140 В
		1 ступень	$1,200 U_{ном}$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	CO	$0,070 I_{ном}$	$0,273 A$
		ПО	$0,150 I_{ном}$	$0,585 A$
		ОТС	$0,175 I_{ном}$	$0,683 A$
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	CO	$1,070 I_{ном}$	$4,176 A$
		ПО	$1,100 I_{ном}$	$4,293 A$
		ОТС	$1,224 I_{ном}$	$4,777 A$
ДЗ	$Z <$	1 ступень	$0,123 Z_{ном}$	$1,820 \Omega$
		2 ступень	$0,404 Z_{ном}$	$5,500 \Omega$
Защита ротора от перегрузки	I_p	CO	$1,070 I_{ном, p}$	$3,913 A$
		ПО	$1,100 I_{ном, p}$	$4,023 A$
		ОТС	$2,19 I_{ном, p}$	$8,008 A$

Параметры гидрогенератора

Тип		СВ 1230/140-56 УХ/14
Мощность номинальная	Полная, МВА	130,6
	Активная, МВт	104,5
Номинальное напряжение, кВ		13,8
Коэффициент мощности cosφ		0,8
Частота, Гц		50
Частота вращения, об/мин		107,1
Номинальный ток статора, А		5464
Ток ротора при номинальной нагрузке, А		1546
Напряжение на кольцах ротора при номинальной нагрузке, В		217
Индуктивное сопротивление по продольной оси (в.е.)	Синхронное X_d	0,96
	Переходное X_d'	0,3
	Сверхпереходное X_d''	0,2
Емкость обмотки статора, мкФ/фазу		0,64
Количество выводов генератора		3 Главных 3 Нейтральных
Режим работы нейтрали		Изолированная нейтраль
Тип		ТДЦ 160000/220/13,8
Мощность номинальная, МВА		160
Номинальное напряжение, кВ		ВН-242 НН-13,8
Напряжение короткого замыкания, %		11,0
Группа соединений		$\Delta/Y-11$

ВКР-13.03.02-1401641

Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разработ.	Тимофеева Н.			
Проб.	Шираков А. В.			
Т.контр.				
Н.контр.				
Утв.				

Проектирование Восточной ГЭС на р. Селемджа

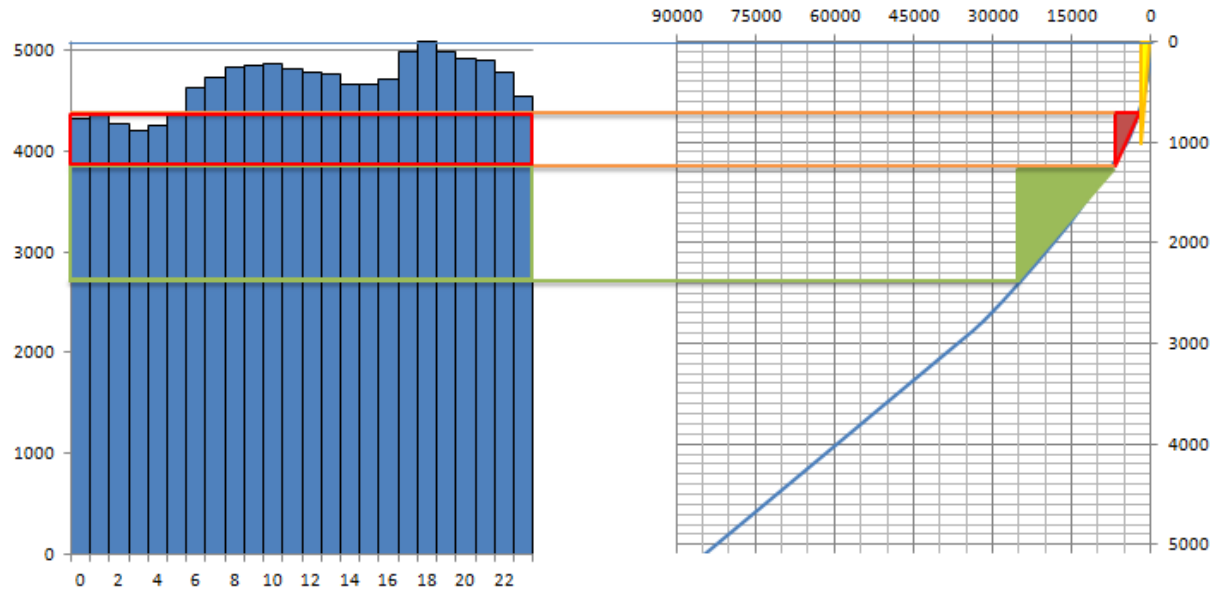
Выбор защит основного оборудования. Ведомость проекта. Кафедра ГГЭЭС

Восточная ГЭС

Нуст=550 МВт

Эср.мног.=2 млрд кВт·ч

Суточный график нагрузки для зимнего периода



Зейская ГЭС
Восточная ГЭС
Бурейская ГЭС

Баланс мощности

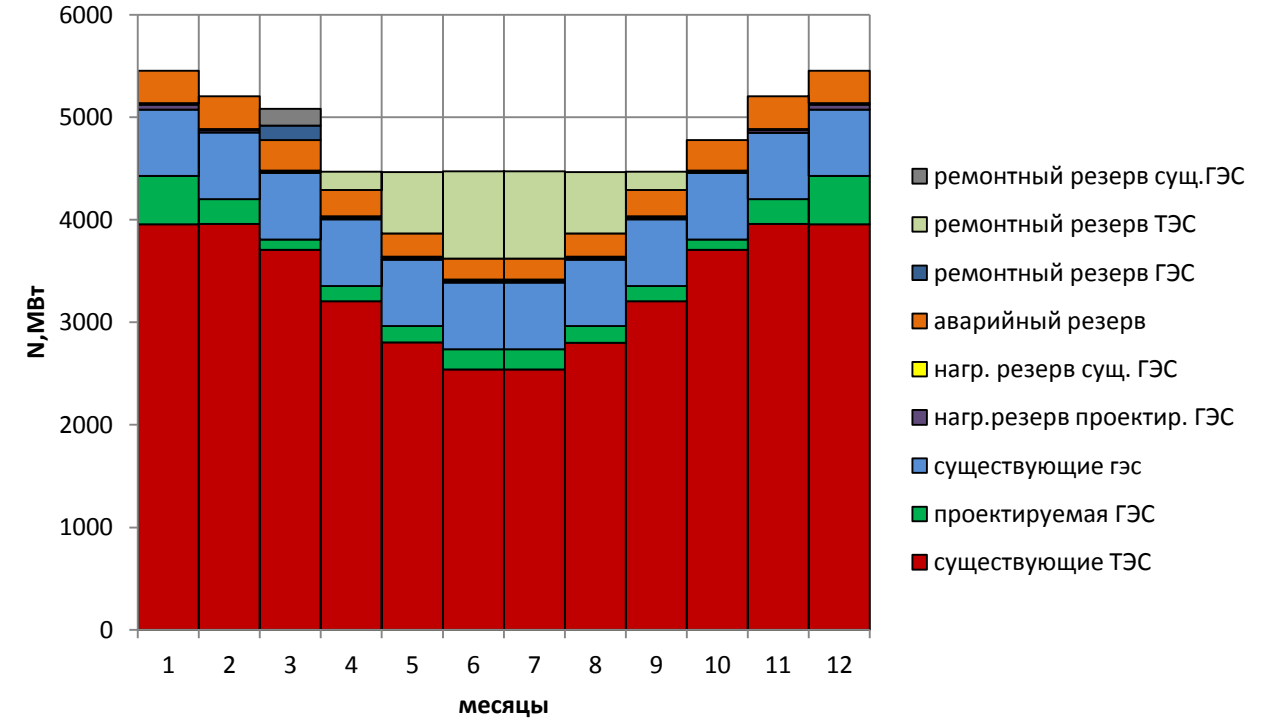
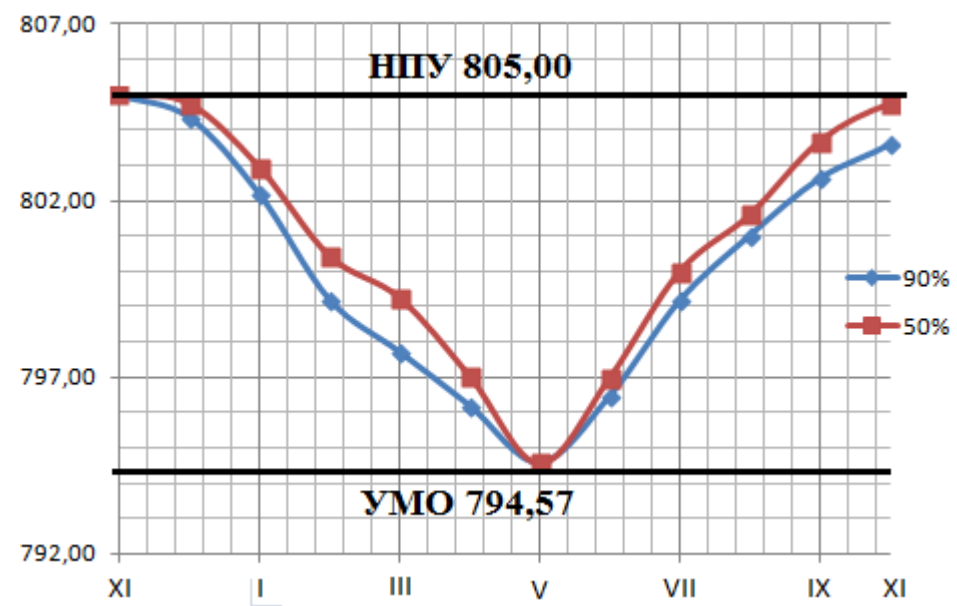
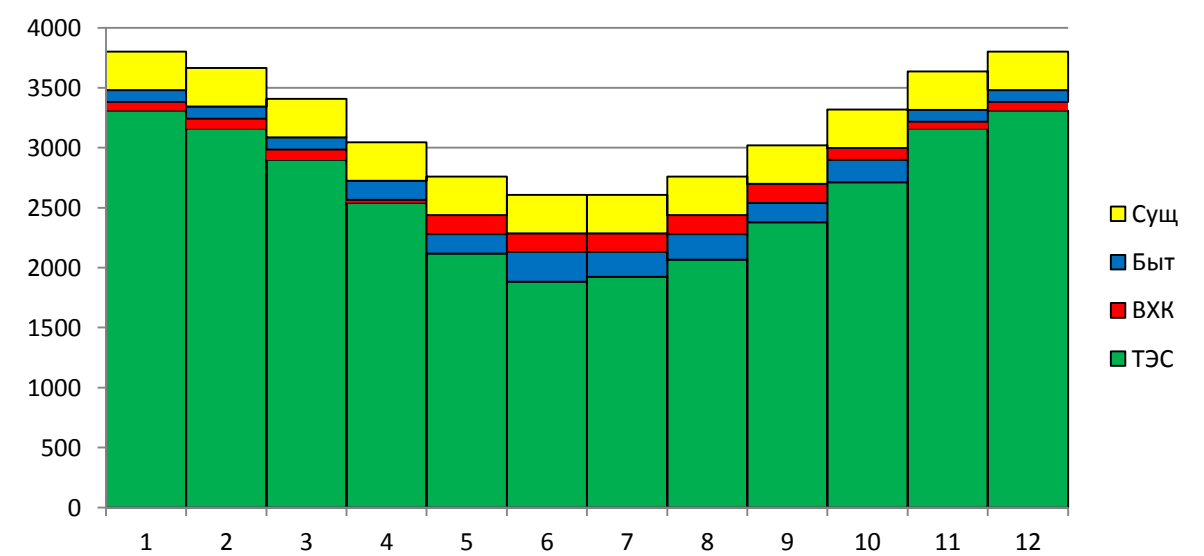


График сработки - наполнения водохранилища



Баланс энергии



Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

СЛЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ
институт

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
И.Ю. Погоняйченко
_____ подпись
«__» _____ 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника
код - наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ВОСТОЧНОЙ ГЭС НА РЕКЕ СЕЛЕМДЖА,
ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО РАЦИОНАЛЬНОМУ ИСПОЛЬЗОВАНИЮ ВОДЫ
ПРИ ГОДОВОМ РЕГУЛИРОВАНИИ, ОЦЕНКА ПОТЕРЬ ВОДЫ НА
ГИДРОУЗЛАХ И МЕТОДЫ ИХ СНИЖЕНИЯ

тема

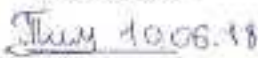
Руководитель


_____ 10.06.18
подпись, дата

В. И. Татарников
должность
кафедры ГГЭС
СШФ-СФУ

В. И. Татарников
инициалы, фамилия

Выпускник


_____ 10.06.18
подпись, дата

Н. Г. Тимофеева
инициалы, фамилия